Office national de l'énergie
National Energy Board

Aperçu de la situation énergétique au Canada

2006

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MAI 2007

Canada

2008-03177/

Office national de l'énergie
National Energy Board

Aperçu de la situation énergétique au Canada

2006

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MAI 2007

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2007

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2007

N° de cat. NE2-4/2006F
ISBN 978-0-662-73702-5

Cat. No. NE2-4/2006E
ISBN 978-0-662-45359-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
Email: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux iii

Liste des sigles et des abréviations iv

Liste des unités v

Avant-propos vi

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : L'énergie et l'économie canadienne 3
2.1 Perspectives 5

Chapitre 3 : Activité pétrolière et gazière en amont 7
3.1 Perspectives 9

Chapitre 4 : Pétrole brut et liquides de gaz naturel 11
4.1 Marchés internationaux 11
4.2 Production de pétrole et remplacement des réserves au Canada 12
4.3 Sables bitumineux 14
4.4 Exportations et importations de pétrole brut 16
4.5 Raffinage du pétrole 17
4.6 Exportations et importations des principaux produits pétroliers 19
4.7 Perspectives 19

Chapitre 5 : Gaz naturel 21
5.1 Marchés nord-américains du gaz naturel 21
5.2 Production de gaz naturel 21
5.3 Réserves de gaz naturel 22
5.4 Consommation canadienne de gaz naturel 23
5.5 Exportations et importations canadiennes de gaz naturel 26
5.6 Liquides de gaz naturel (exception faite des pentanes plus) 27
5.7 Perspectives 29

Chapitre 6 : Électricité **31**
6.1 Mesures destinées à favoriser le développement du marché 31
6.2 Fiabilité du service d'électricité 32
6.3 Production d'électricité 34
6.4 Demande d'électricité 36
6.5 Exportations et importations d'électricité 36
6.6 Perspectives 37

Chapitre 7 : Conclusion **38**

Glossaire **40**

FIGURES

2.1	Recettes nettes d'exportation d'énergie	4
3.1	Appareils de forage en service dans le BSOC par semaine	7
3.2	Nombre de puits forés dans le BSOC	8
4.1	Prix des pétroles de référence WTI et Brent	12
4.2	Production de pétrole brut par province	12
4.3	Production de pétrole brut selon le type	13
4.4	Production de bitume brut de 2002 à 2006	15
4.5	Prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd	16
4.6	Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents en 2006	20
5.1	Production canadienne de gaz naturel commercialisable	21
5.2	Consommation canadienne totale de gaz naturel et degrés-jours de chauffage	24
5.3	Consommation annuelle moyenne de gaz naturel aux fins de l'exploitation des sables bitumineux	24
5.4	Évolution du prix du gaz naturel en Amérique du Nord – Prix moyen sur trois jours au carrefour Henry	25
5.5	Évolution des stocks nord-américains de gaz naturel	25
5.6	Prix journaliers à AECO	26
5.7	Prix journaliers à Dawn	26
5.8	Volumes mensuels d'exportations et d'importations	27
5.9	Offre et utilisation de gaz naturel en 2006	28
5.10	Installations de GNL en projet au Canada	30
6.1	Régions et sous-régions de la NERC	33
6.2	Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité	37

TABLEAUX

2.1	Production d'énergie au Canada selon la source	3
2.2	Consommation d'énergie au Canada	4
4.1	Réserves, additions et production de brut classique de 2001 à 2005	13
4.2	Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2005	14
4.3	Raffineries du Canada	18
5.1	Réserves de gaz naturel	23
6.1	Production d'électricité	35

BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
EPP	Environmentally Preferred Power
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas Inc.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GNL	gaz naturel liquéfié
GPL	gaz de pétrole liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline Ltd.
MH	méthane de houille
MRO	Midwest Reliability Organization
NERC	North America Electricity Reliability Corporation
OFSÉ	Organisation de fiabilité du service d'électricité
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PADD	Petroleum Administration for Defence District
PIB	produit intérieur brut
PIRÉ	Plan intégré du réseau d'électricité
RFC	Reliability First Corporation
SERC	SERC Reliability Corporation
SIERÉ	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
SPP	Southwest Power Pool
WECC	Western Electricity Coordinating Council
WTI	West Texas Intermediate

$ ou $CAN	dollar canadien
$US	dollar américain
b	baril
b/j	barils par jour
GJ	gigajoule
Gpi³/j	milliards de pieds cubes par jour
kb/j	milliers de barils par jour
kpi³	millier de pieds cubes
kV	kilovolt
m	mètre
m³/j	mètres cubes par jour
Mb/j	millions de barils par jour
MBTU	millions de BTU (unité thermique britannique)
Mm³/j	millions de mètres cubes par jour
Mpi³/j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
PJ	pétajoule
Tpi³	billion de pieds cubes
TWh	térawattheure

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ, l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects du secteur de l'énergie au Canada. L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. La responsabilité première de l'Office est de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines de gaz et de pétrole interprovinciaux et internationaux, ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité et de certaines lignes interprovinciales désignées. L'Office réglemente les droits et les tarifs des pipelines relevant de sa compétence. Il réglemente aussi les exportations et les importations de gaz naturel ainsi que les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité. L'Office réglemente enfin l'exploration pétrolière et gazière, la mise en valeur et l'exploitation de ces ressources dans les régions pionnières et les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales. L'Office a également une fonction consultative en ce qui concerne les questions qui relèvent du Parlement dans les domaines de l'offre, du transport et de l'utilisation d'énergie au Canada et à l'étranger.

L'ONÉ surveille les marchés pour analyser objectivement les produits énergétiques et informer les Canadiens des tendances, des événements et des enjeux. Au cours de la dernière année, l'Office a publié plusieurs évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) relativement à un large éventail de produits énergétiques. Il a également ajouté à son site Web une section, *Données sur les prix de l'énergie à l'intention des Canadiens*, pour mieux renseigner les Canadiens sur l'évolution des marchés.

Chaque année, l'Office prépare une revue des marchés énergétiques pour l'année précédente. Cette revue faisait naguère partie du Rapport annuel de l'Office sous le titre *Aperçu de la situation énergétique*. En 2006, l'Office a décidé de réduire la somme d'information sur l'énergie à incorporer dans son Rapport annuel 2006. À la place, une analyse plus détaillée des produits énergétiques, des marchés, de l'offre et des tendances de l'énergie est publiée dans la présente ÉMÉ, qui a pour titre *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2006*. Il s'agit d'un résumé des principaux développements qui ont marqué l'industrie énergétique canadienne en 2006. L'Office compte en faire une publication annuelle.

INTRODUCTION

L'ONÉ surveille les marchés pour analyser objectivement les produits énergétiques et informer les Canadiens des tendances, des événements et des enjeux. Au cours de la dernière année, l'Office a publié plusieurs évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) relativement à un large éventail de produits énergétiques. Il a également ajouté à son site Web une section, *Données sur les prix de l'énergie à l'intention des Canadiens*, pour mieux renseigner les Canadiens sur l'évolution des marchés. Les rapports et l'information connexe peuvent être consultés à l'adresse http://www.neb-one.gc.ca.

En 2006, le marché canadien de l'énergie a poursuivi sa tendance, caractérisée par des prix de produits élevés et erratiques. L'année a débuté avec des prix du pétrole brut élevés et cette tendance à la hausse s'est confirmée durant les mois d'été alors que le pétrole brut a atteint des sommets sans précédent. En automne et en hiver toutefois, les prix du gaz naturel et du pétrole brut ont plongé en raison des niveaux élevés des stocks et des températures au-dessus de la normale en Amérique du Nord et en Europe. À la fin de l'année, les prix du pétrole brut avaient chuté de 20 % par rapport aux sommets enregistrés en juillet.

En 2006, l'énergie a continué de jouer un rôle important dans l'économie canadienne. Cette année-là, l'industrie énergétique a compté pour près de 6 % du produit intérieur brut (PIB) du Canada et pour 22 % de la valeur totale des exportations canadiennes. La demande énergétique du Canada en 2006 s'est élevée à 10 950 PJ, la consommation d'énergie secondaire augmentant de 1,1 % par rapport à 2005. La demande d'énergie a également augmenté dans les secteurs industriel, résidentiel et commercial et dans le chauffage des bâtiments. La demande énergétique a diminué en 2006 dans le secteur du transport et les secteurs non énergétiques (charges d'alimentation, graisses, etc.).

Influencés par divers événements mondiaux – forte croissance de la demande de pétrole, absence d'excédents de capacité de production et de raffinage, instabilité politique dans les régions productrices de pétrole –, les prix du pétrole brut se sont élevés en moyenne à 66 $US le baril en 2006, une hausse d'environ 17 % par rapport à 2005. Le West Texas Intermediate (WTI) a commencé l'année à environ 61 $US le baril et a atteint en juillet le niveau record de 78,40 $US le baril, alimenté par les inquiétudes face à la saison imminente des ouragans et par l'escalade des conflits au Moyen-Orient. À la fin de l'année, le prix du pétrole brut clôturait à environ 61 $US le baril, là où il avait commencé l'année.

Pour la première fois depuis de nombreuses années, la valeur des exportations de pétrole brut en 2006 a dépassé la valeur des exportations de gaz naturel. Les recettes d'exportation nettes tirées du pétrole brut, qui s'établissaient à environ 25 milliards de dollars canadiens, ont dépassé la valeur des recettes d'exportation nettes de gaz naturel de 24 milliards de dollars. L'écart s'est sensiblement rétréci, la valeur nette des exportations de pétrole brut passant de près de 16 milliards de dollars canadiens en 2005 à 25 milliards en 2006, en hausse de 58 %. Les recettes nettes d'exportations de gaz naturel ont reculé de 32 milliards de dollars canadiens en 2005 à 24 milliards en 2006, une baisse de 24 %.

La production canadienne de pétrole brut a connu des interruptions d'approvisionnement en 2006 tant dans l'exploitation des sables bitumineux qu'au large de la côte Est du Canada. Elle a néanmoins augmenté au troisième trimestre de 2006 avec le retour des niveaux de production à plein régime de Terra Nova, de Syncrude et du projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca. En 2006, la production moyenne de pétrole brut s'est accrue de 6 % comparativement à 2005, pour atteindre 416 508 m^3/j (2,62 Mb/j).

La productibilité moyenne de gaz naturel canadien en 2006 a été à peu près la même qu'en 2005 car les gains de production en début d'année se sont graduellement érodés en avançant dans l'année en raison de la baisse des activités de forage. La consommation canadienne de gaz naturel en 2006 a diminué de 1,2 % par rapport à l'année précédente, du fait que les températures moyennes ont été d'environ 2,4 °C au-dessus des normales. Les exportations nettes de gaz naturel (les exportations brutes moins les importations) en 2006 se sont chiffrées à 249 Mm^3/j (8,7 Gpi^3/j), soit environ 4,2 % de moins qu'en 2005, une année caractérisée par une demande accrue pour du gaz naturel canadien pour compenser les pertes d'approvisionnements de gaz naturel américain causées par les ouragans.

Le marché nord-américain est sorti de l'hiver clément 2005-2006 avec des niveaux de stocks de gaz naturel au-dessus de la moyenne. La reprise des approvisionnements de gaz naturel aux États-Unis et l'abondance des stocks ont fait baisser les prix du gaz naturel en 2006, même si les inquiétudes à l'égard d'une répétition de la saison des ouragans de 2005 ont ralenti la baisse. Les prix ont monté brièvement en juillet et août à la faveur de la vague de chaleur qui a frappé l'Amérique du Nord et fait augmenter la consommation d'électricité alimentée au gaz pour la climatisation de l'air. Comme la saison des ouragans n'a pas causé de perturbations, les prix du gaz naturel ont continué de baisser. Les prix du gaz naturel canadien, mesurés au carrefour de l'installation de stockage de l'Alberta Energy Company (AECO-C) en Alberta, sont passés fin septembre à 3,41 $/GJ, leur plus bas niveau depuis que le marché a atteint son plancher en 2002, avant de terminer l'année à 5,74 $/GJ.

Les recettes canadiennes tirées des exportations de gaz ont également enregistré une diminution d'une année sur l'autre, par le jeu combiné des volumes d'exportation inférieurs et des prix inférieurs en 2006. Les recettes d'exportation nettes se sont élevées à 24,4 milliards de dollars, un recul d'environ 24 % par rapport aux recettes d'exportation nettes de 32,1 milliards en 2005.

Les entreprises publiques d'électricité du Canada ont continué de mettre l'accent sur la suffisance des approvisionnements et la fiabilité de l'exploitation. Elles ont continué de mettre en valeur les sources de production, comme la production aux combustibles fossiles, l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité, tout en explorant les sources non traditionnelles. L'Ontario, par exemple, a élaboré un plan pour abandonner graduellement sa production au charbon. Plusieurs provinces ont également mis en œuvre des programmes ciblant leurs besoins spécifiques en ressources. La création de l'Organisation de fiabilité du service d'électricité (OFSÉ), autorisée en vertu de l'*Energy Policy Act of 2005* des États-Unis, a été un pas important pour commencer à s'attaquer aux problèmes de fiabilité d'exploitation du réseau nord-américain, qui ont sauté aux yeux lors de la panne d'électricité générale du 11 août 2003.

Même si la production a légèrement diminué, passant de 595 TWh en 2005 à 586 TWh en 2006, l'énergie éolienne, la production au gaz et les grands ouvrages hydroélectriques prévus ont constitué les ajouts dominants aux portefeuilles de production à venir. La demande intérieure a été satisfaite adéquatement en 2006. Les exportations nettes ont baissé de 26 %, passant de 23,6 TWh en 2005 à 17,4 TWh en 2006, à la suite d'une forte année d'exportation en 2005. Les recettes nettes ont diminué pour passer de 1,9 milliard de dollars en 2005 à 1,3 milliard de dollars en 2006. Globalement, les exportations ont également été touchées par le temps doux dans les marchés d'exportation, alors que les coûts réduits des importations ont largement reflété la disponibilité d'énergie à faible coût en provenance des États-Unis.

L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE CANADIENNE

En 2006, l'industrie de l'énergie a compté pour 5,9 % du produit intérieur brut (PIB) du Canada et assuré de l'emploi direct à 345 000 personnes, soit 2 % de la population active canadienne. Les recettes d'exportation d'énergie ont totalisé 99 milliards de dollars canadiens, ce qui représente 22 % de la valeur de tous les biens et services exportés du Canada en 2006. Cet apport de l'énergie à l'économie a constamment augmenté depuis 2002, alors qu'il représentait 12,5 % de la valeur totale des exportations. Les changements survenus dans les recettes nettes d'exportation d'énergie en 2006 (la valeur des exportations d'énergie moins la valeur des importations d'énergie) par rapport aux niveaux de 2005 ont varié selon le produit en cause. Les recettes nettes d'exportation ont augmenté dans le cas du pétrole brut et du charbon et des produits du charbon de 58 % et 97 % respectivement, mais diminué dans le cas du gaz naturel et de l'électricité, de 24 % et 30 % respectivement. En 2006, les recettes nettes d'exportation d'énergie se sont élevées à 50,9 milliards de dollars, contre 45,4 milliards en 2005, une hausse de 6 % essentiellement attribuable à une augmentation des recettes d'exportation tirées du pétrole brut et des LGN (figure 2.1). La forte hausse des recettes nettes d'exportation tirées du pétrole brut et des LGN a fait en sorte que ces recettes ont dépassé celles tirées du gaz naturel au cours d'une année civile.

La production d'énergie totale s'est accrue de 4 % en 2006 comparativement à 2005. Le pétrole et le gaz naturel y ont compté pour 38 % et 37 %, respectivement. La production hydroélectrique a représenté 7 % du total, en baisse de 1,4 % par rapport à 2005. La production de charbon a augmenté de 4 % par rapport à 2005, comptant pour 9 % de toute l'énergie produite au Canada en 2006. La forte demande mondiale de charbon thermique devait se maintenir en 2006, mais on croit que l'offre et la demande sont en voie de s'équilibrer alors que les exportateurs canadiens de charbon ont conclu des contrats d'approvisionnement en charbon à coke pour l'exercice 2006-2007,

TABLEAU 2.1

Production d'énergie au Canada selon la source (en pétajoules)

	2002	2003	2004	2005	2006[a]
Pétrole[b]	6 049	6 365	6 517	6 404	6 739
Gaz naturel	6 660	6 462	6 524	6 373	6 588
Hydroélectricité	1 245	1 198	1 207	1 289	1 271
Énergie nucléaire	824	817	986	1 009	1 090
Charbon	1 430	1 326	1 476	1 494	1 554
Sources renouvelables et autres[c]	631	633	657	681	707
Total	**16 839**	**16 801**	**17 367**	**17 250**	**17 949**

a) Estimations

b) Pétrole brut et LGN extraits aux usines de gaz

c) Vapeur, déchets de bois solides, lessive de pâte épuisée et bois de chauffage (annuel)

Sources : Statistique Canada, ONÉ

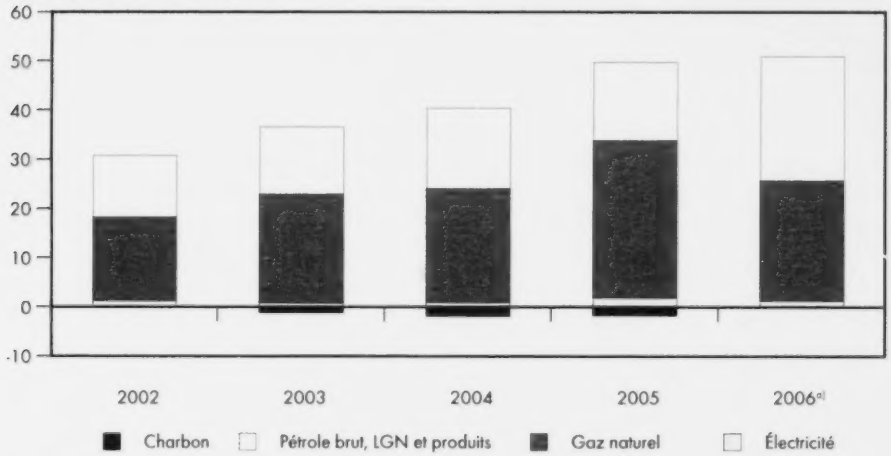
les prix étant légèrement inférieurs à ceux de l'exercice 2005-2006[1]. La production extraite des sources renouvelables et d'autres sources d'énergie s'est accrue de 3,8 % par rapport à 2005, situation attribuable en partie à la mise en service d'un plus grand nombre d'installations éoliennes dans plusieurs régions et à l'augmentation de la production d'énergie solaire et d'éthanol. La production nucléaire quant à elle a augmenté de 8 % en 2006 par rapport à 2005.

D'après des estimations préliminaires, la consommation d'énergie nationale globale a stagné entre 2005 et 2006, mais la demande d'énergie secondaire – soit le total des quatre premières catégories du tableau 2.2 – a augmenté, elle, de 1,1 % en 2006. Cette augmentation annuelle est inférieure à la variation annuelle (2 %) de la moyenne sur cinq ans, en raison principalement de la diminution

FIGURE 2.1

Recettes nettes d'exportation d'énergie

Milliards de dollars canadiens



Sources : Statistique Canada, ONÉ

TABLEAU 2.2

Consommation d'énergie au Canada[a] (en pétajoules)

	2002	2003	2004	2005	2006[b]
Chauffage des bâtiments	1 970	2 065	2 032	2 074	2 105
Transports	2 250	2 242	2 346	2 383	2 357
Autres utilisations[c]	3 164	3 298	3 312	3 399	3 499
Utilisation à des fins non énergétiques[d]	894	903	1 018	1 020	1 015
Production d'électricité[e]	1 911	1 850	2 029	2 068	1 973
Total	**10 189**	**10 358**	**10 737**	**10 944**	**10 950**

a) Comprend l'énergie importée

b) Estimations

c) Climatisation et ventilation, électroménagers, chauffage de l'eau, ainsi que diverses applications industrielles

d) Charges d'alimentations de l'industrie pétrochimique, anodes/cathodes, graisses, lubrifiants, etc.

e) Consommation et pertes des producteurs de même que les besoins de conversion au titre de l'énergie nucléaire

Sources : Statistique Canada, Office de l'efficacité énergétique, ONÉ

1 http://www.nrcan.gc.ca/ms/cmy/2005revu/coal_e.htm; l'exercice s'entend de la période de 12 mois débutant le 1er avril et se terminant le 31 mars.

estimative de la demande d'énergie dans les transports. La consommation d'énergie secondaire par habitant s'est accrue à un taux annuel moyen de 1,1 % au cours des cinq dernières années. Durant la période 2002 à 2006, la consommation d'énergie totale au Canada a augmenté de 1,8 % en moyenne par année, comparativement au taux du PIB réel moyen qui, lui, a augmenté de 2,8 % par an : une légère amélioration de l'intensité énergétique de l'économie (tableau 2.2).

> Conditions météorologiques et demande énergétique
>
> Comme plus du tiers de la consommation canadienne de gaz naturel est destiné aux utilisations résidentielle et commerciale, principalement pour le chauffage de l'eau et des bâtiments, la consommation de gaz naturel est fortement influencée par le temps qu'il fait. Six des dix années les plus chaudes enregistrées à ce jour l'ont été au cours des dix dernières années.
>
> Environnement Canada a constaté que la température moyenne nationale en 2006, selon les données préliminaires, a été de 2,4 °C au-dessus de la normale. L'année 2006 aura donc été la deuxième année la plus chaude depuis 1948[2], année où le Canada a commencé à tenir des registres. La saison de chauffage 2005-2006, qui va de novembre à mars, a été la plus chaude en plus de dix ans, soit 7 % plus chaude que la moyenne sur cinq ans. De plus, 2006 a connu le deuxième été le plus chaud depuis que des registres sont tenus. La consommation de gaz naturel a donc été faible durant l'hiver 2005-2006 mais plus élevée que la normale durant les mois d'été. Au cours de ces périodes de pointe pour la climatisation, on a communément recours au gaz naturel pour produire de l'électricité.

La demande d'énergie pour le chauffage des bâtiments a augmenté de 1,5 % en 2006, en raison de l'activité accrue des secteurs résidentiel et commercial. Les conditions météorologiques n'y ont été pour rien, car le nombre de degrés-jours de chauffage a été d'environ 7 % moins élevé par rapport aux chiffres de 2005. L'utilisation industrielle et les autres utilisations résidentielles et commerciales ont augmenté de 3,0 %, alors que la consommation et les pertes des producteurs d'électricité ont diminué de 4,6 % à la faveur de la baisse de la production d'électricité. La demande dans la catégorie des transports a diminué de 1,1 % en 2006 par rapport à 2005, en réaction peut-être aux prix élevés soutenus de l'essence et du diesel ou aux modifications de comportement, notamment par l'utilisation des transports en commun, le travail à domicile et les changements survenus dans le transport des marchandises. La demande d'énergie pour utilisation à des fins non énergétiques a été relativement faible, diminuant de 0,5 % en 2006 par rapport à 2005.

2.1 Perspectives

En 2007, la demande d'énergie sera largement influencée par les conditions météorologiques, les prix de l'énergie et la demande de biens et services. Les politiques et les programmes gouvernementaux auront eux aussi leur incidence sur la demande d'énergie, non seulement cette année mais aussi dans les années à venir. La prolongation de l'heure avancée de quatre semaines au Canada pourrait réduire la demande d'électricité pour l'éclairage. Le crédit d'impôt fédéral accordé pour le transport en commun, qui a débuté le 1er juillet 2006, aura été en place une année complète et son incidence sur la demande pour les transports pourrait jouer un plus grand rôle en 2007. De plus, 2007 sera la première année complète de l'application du taux de TPS de 6 %, qui devrait accroître la demande de biens et services et pourrait avoir des effets sur l'énergie utilisée par le secteur des services et celui de la production. Toute politique ou tout programme qui a une incidence sur les niveaux de

2 Environnement Canada – Bulletin des tendances et des variations climatiques 2006 http://www.msc-smc.ec.gc.ca/ccrm/bulletin/national_f.cfm

revenu personnel disponible des consommateurs et sur les bénéfices des entreprises, y compris les modifications de l'impôt des sociétés et des autres revenus, pourrait influencer la demande de biens, de services et d'énergie.

Parmi les autres plans pour 2007, il convient de mentionner la ferme volonté d'informer les Canadiens sur les choix à faire en matière de systèmes énergétiques durables. De nombreux programmes et politiques, au niveau tant fédéral que provincial, portant sur l'efficacité énergétique, les technologies de l'énergie, les énergies renouvelables et les transports, seront en vigueur pour la première fois en 2007. Un bon nombre des programmes (p. ex., les initiatives écoÉNERGIE[3]) sont des versions actualisées d'anciens programmes supprimés et ils n'auront pas d'effets importants sur la demande, à brève échéance du moins. Le gouvernement fédéral a déclaré que des cibles en matière d'intensité d'émissions destinées aux grands émetteurs industriels finals seront en place au printemps de 2007. De nouveaux incitatifs du gouvernement fédéral (dont les détails restent à annoncer) à l'égard de l'énergie renouvelable viendront compléter plusieurs incitatifs provinciaux en la matière, lesquels auront une incidence sur l'utilisation de l'énergie et les mélanges de carburants. En Ontario par exemple, à compter du 1er janvier 2007, les ventes annuelles d'essence des grossistes doivent être constituées d'au moins 5 % d'éthanol. Cela pourrait être atteint en mélangeant de l'éthanol à de l'essence ou en faisant le commerce de crédits de combustibles renouvelables. D'autres politiques en cours d'élaboration ou non encore annoncées au moment d'écrire ces lignes pourraient modifier la demande d'énergie en 2007.

3 http://www.ecoenergy-ecoenergie.gc.ca/index-fra.cfm

ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE EN AMONT

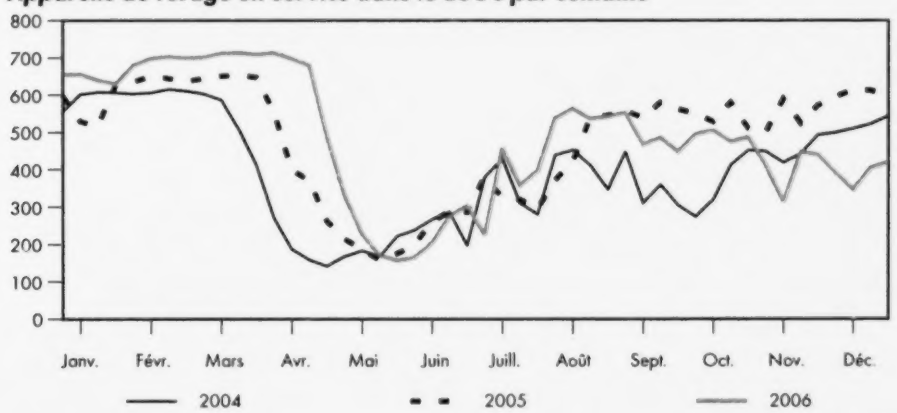
Après les perturbations subies par les approvisionnements en 2005 en raison des ouragans, l'offre de gaz naturel en 2006 a été abondante. Le marché nord-américain est sorti de l'hiver doux avec des niveaux de stocks au-dessus de la moyenne. Malgré l'ampleur des stocks, les prix en Amérique du Nord sont demeurés relativement fermes pendant les trois premiers trimestres de l'année, en raison essentiellement des craintes d'une autre saison d'ouragans active et de la possibilité de perturbations des approvisionnements. Comme la saison des ouragans n'a pas eu l'intensité redoutée, les prix ont chuté fin septembre à leur plus bas niveau depuis 2002. De nombreuses sociétés avaient couvert des portions de leur production de sorte qu'elles s'étaient en quelque sorte prémunies contre un fléchissement des prix.

Les activités de forage au Canada ont été extrêmement intenses durant la première moitié de l'année, comparativement aux années antérieures, entraînant des pénuries dans les services et les matériaux, une diminution de l'efficacité des opérations de forage et une augmentation des coûts de forage. Cela a contribué à faire grimper les coûts en amont d'au moins 15 % durant l'année. À la fin de 2006, certains analystes estimaient que les coûts des nouveaux chantiers gaziers dans un cycle complet atteignaient environ 7,60 $/GJ (8,00 $/kpi^3).

Les prix du pétrole sont demeurés suffisamment fermes pour compenser les hausses des coûts en amont, mais pas les prix du gaz, qui ont diminué. Cela a eu pour effet d'augmenter l'activité de forage pétrolier en 2006, alors que le forage gazier a chuté de façon importante durant la seconde moitié de

FIGURE 3.1

Appareils de forage en service dans le BSOC par semaine



Source : *Nickle's Daily Oil Bulletin*

l'année. Les budgets affectés aux forages ont été épuisés plus rapidement que prévu et cela a contribué au ralentissement enregistré durant la seconde moitié de l'année. L'intensité des activités de forage au cours de la première moitié de l'année dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et le ralentissement dans la seconde moitié de l'année sont illustrés à la figure 3.1. En 2006, on comptait en moyenne 473 appareils de forage en service par mois dans l'Ouest canadien, contre 495 en 2005.

Chaque année, la production de gaz naturel dans l'Ouest canadien diminue d'environ 20 % et de nouveaux puits sont nécessaires pour remplacer cette perte de production. En général, les nouveaux puits ont une productivité initiale inférieure à celle des plus vieux puits. Pour compenser entièrement la baisse de productivité, il faudrait augmenter les opérations de forage d'environ 4 % par an.

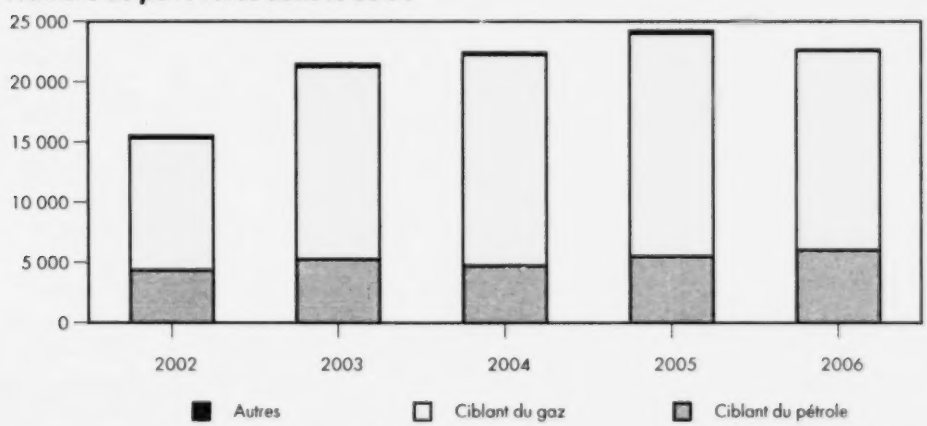
Tel qu'indiqué à la figure 3.2, un peu plus de 22 000 puits ont été forés dans l'Ouest canadien en 2006, soit pratiquement le même nombre qu'en 2005. Le nombre de puits de pétrole forés durant l'année a augmenté de 16 % pour atteindre près de 5 600, alors que le nombre de forages secs et autres a diminué. Le nombre de puits de gaz naturel forés a légèrement fléchi en 2006 comparé à l'année précédente. En conséquence de la baisse de l'activité gazière par rapport à l'activité pétrolière, la part du gaz dans les puits de gaz et de pétrole forés a légèrement reculé, passant de 76 % en 2005 à 73 % en 2006.

La taille du parc d'appareils de forage au Canada a sensiblement augmenté en 2006, passant de 764 à 837. Les nouveaux appareils venus s'ajouter au parc sont susceptibles d'être fortement utilisés parce qu'ils sont plus efficaces et que leur construction est souvent garantie par des contrats à terme pluriannuels passés avec certaines sociétés d'énergie. Les appareils plus âgés et moins efficaces sont plus susceptibles d'être inutilisés en période de ralentissement de l'activité de forage.

On a constaté une forte hausse du nombre d'engins de forage pour puits peu profonds (moins de 1 850 m) et notamment d'appareils avec tube d'intervention enroulé. Il s'agit d'un appareil de forage spécialisé qui utilise un tube long et continu doté d'un moteur de fond qui fait tourner le trépan pendant le forage du puits. Cet appareil diffère de l'appareil de forage traditionnel, qui utilise un tube articulé et dont le trépan est souvent propulsé du plancher de l'appareil ou du haut de la tige de forage. Ces engins ont été construits spécialement pour forer des puits de méthane de houille (MH) dans la formation de Horseshoe Canyon et des puits de gaz peu profonds. Comme c'est ce type de

FIGURE 3.2

Nombre de puits forés dans le BSOC



Source : Analyse par l'ONÉ des données sur les puits de GeoScout

forage qui a été le plus durement touché par le ralentissement des prix du gaz, les niveaux d'utilisation de cette partie du parc d'appareils ont été inférieurs à ceux de 2005.

On a mis aussi fortement l'accent sur l'ajout d'engins capables de forer des puits de plus de 3 050 m de profondeur. Ces engins sont très polyvalents pour les applications dans l'Ouest canadien, car ils peuvent forer des puits plus creux du côté ouest du Bassin, ainsi que de longs puits horizontaux pour le pétrole lourd, les sables bitumineux in situ et le MH du Mannville.

L'activité de forage de puits de gaz et de pétrole aux États-Unis s'est maintenue à des niveaux élevés tout au long de 2006 et elle a contribué à une augmentation estimative de 4,5 % de la productibilité du gaz américain en 2006[4]. Le gonflement des coûts semble avoir été moins prononcé aux États-Unis qu'au Canada.

La course à l'obtention de droits fonciers est demeurée féroce en 2006, dominée par les droits sur les parcelles renfermant des sables bitumineux. Les ventes de terrains dans l'Ouest canadien ont totalisé 4,19 milliards de dollars, en hausse de 82 % par rapport à 2005. Les parcelles renfermant des sables bitumineux ont atteint 1,96 milliard, ou 47 % du total. Le prix moyen à l'hectare s'élevait à 761 $ en 2006, soit 33 % de plus que l'année précédente. Le prix moyen à l'hectare a été déformé par le prix élevé des parcelles renfermant des sables bitumineux, qui a été de 1 273 $ l'hectare. Les terres non associées aux sables bitumineux ont été acquises à un prix moyen de 549 $ l'hectare.

Contrairement au système de soumissions par primes au comptant en vigueur dans l'Ouest canadien pour allouer des droits fonciers, les régions pionnières fonctionnent selon le système de soumissions par engagements pour des travaux. Les permis d'exploration au large des côtes de Terre-Neuve ont attiré des soumissions pour des travaux de 32 millions de dollars en 2006, soit environ 54 $ l'hectare. Les permis en zones éloignées au large du Labrador formaient une part importante des soumissions et ils ont contribué à une chute importante des soumissions moyennes par hectare en 2006, comparativement à la moyenne de 263 $ l'hectare en 2005. Par suite de l'absence de toute soumission en 2005, les permis d'exploration dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort ont bondi à 52 millions de dollars en 2006. Les permis dans le centre de la vallée du Mackenzie ont également augmenté, caractérisés par une hausse de 16 % en superficie et de 5 % en prix à l'hectare.

Les études sismiques effectuées en 2006 dans l'Ouest canadien ont légèrement reculé par rapport à l'année précédente, le nombre moyen d'équipes actives passant de 15,9 à 14,1, soit une baisse de 11,6 %. L'industrie continue de mettre l'accent sur des programmes de mise en valeur plutôt que sur des campagnes d'exploration du fait que le bassin arrive à maturité.

Les dépenses en immobilisations relatives au gaz et au pétrole ont augmenté au Canada de 17 % en 2006 pour atteindre 53 milliards de dollars. Quant aux dépenses en immobilisations liées à la mise en valeur des sables bitumineux, elles ont bondi de 15 % pour atteindre 12 milliards de dollars. On estime que les autres dépenses ont augmenté de 18 %. L'augmentation des dépenses est largement imputable au gonflement des coûts et à la diminution de l'efficacité associée à la forte sollicitation de l'industrie.

3.1 Perspectives

Les grandes sociétés ont annoncé une réduction des budgets de forage au Canada pour 2007 et l'on s'attend à ce qu'une utilisation moindre aide à réduire l'augmentation de certains coûts des services. L'incertitude à l'égard des prix et les coûts élevés qui exercent une pression sur les marges prévues

4 *Oil and Gas Journal*, 15 janvier 2007, page 28

expliquent pour une large part la réduction des budgets. Les plus fortes réductions des dépenses prévues ont semblé viser les programmes de gisements de MH et de gisements de gaz peu profonds dans le centre et le sud-est de l'Alberta. L'activité de forage de puits de gaz en Colombie-Britannique a elle aussi été bien moins forte durant l'hiver 2006-2007 que durant l'hiver précédent. On s'attend à ce que le forage de puits de pétrole demeure relativement stable en 2007, alors que le nombre de puits de gaz forés pourrait diminuer de 10 ou 15 %. Si ce scénario devait s'avérer, la productibilité du gaz pourrait reculer en gros de 28 Mm^3/j (1 Gpi^3/j) d'ici la fin de 2007. Une baisse de productibilité de cette ampleur pourrait vraisemblablement raffermir les prix du gaz et stimuler l'activité de forage en 2008.

PÉTROLE BRUT ET LIQUIDES DE GAZ NATUREL

4.1 Marchés internationaux

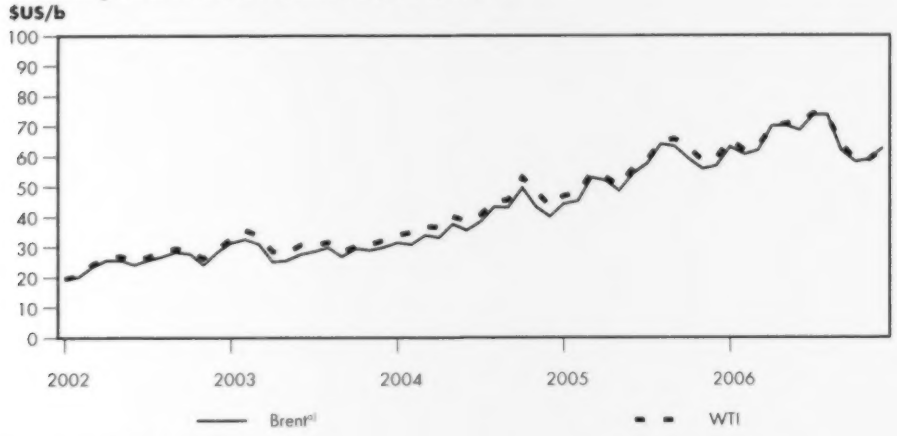
En 2006, les prix mondiaux du pétrole brut ont suivi la tendance de 2005, qui a été marquée par : des prix élevés et erratiques, essentiellement attribuables aux préoccupations à l'égard de la situation géopolitique en Iran, au Nigeria, en Iraq et dans d'autres régions productrices de pétrole; la solidité de la demande en Asie et aux États-Unis; la capacité restreinte de production et de raffinage; et les interruptions des approvisionnements en Alaska.

L'année 2006 a continué de souffrir des effets des ouragans Katrina et Rita, alors que 27 % du potentiel de production de pétrole brut dans le golfe du Mexique est encore inutilisé. En février, les attaques menées contre des installations pétrolières au Nigeria ont provoqué une suspension partielle des exportations, nécessitant l'arrêt de production de 54 000 m^3/j (340 kb/j). Un autre incident survenu au Nigeria a entraîné l'arrêt de production sur terre et au large des côtes, pour environ 23 800 m^3/j (150 kb/j). En mars, les prix du pétrole brut dépassaient 62 $ le baril. En juillet, ils atteignaient la marque record de 78,40 $ le baril (le plus haut niveau intra-journalier) devant la crainte que le conflit au Liban ne s'étende à d'autres pays du Moyen-Orient. Les pays du Moyen-Orient possèdent plus de 56 % des réserves mondiales de pétrole brut et comptent pour plus de 31 % de la production mondiale. En août, BP Oil Company fermait temporairement son champ pétrolifère de Prudhoe Bay en Alaska, lequel produit 63 500 m^3/j (400 kb/j) de pétrole brut, soit environ 8 % de la production nationale des États-Unis, en raison de la corrosion généralisée du pipeline sur une longueur d'environ 25 kilomètres. Ces événements ont contribué à maintenir élevés les prix du pétrole brut au cours de l'été; en octobre toutefois, les prix du pétrole brut chutaient de 20 % pour descendre au-dessous de 60 $US le baril. Cette forte baisse est attribuable à la réaction du marché face à l'absence d'ouragans dévastateurs dans les zones productrices de pétrole dans le golfe du Mexique, aux niveaux élevés des stocks de produits pétroliers et au ralentissement de la demande. Sans compter que plusieurs situations géopolitiques potentielles au Moyen-Orient et ailleurs ont eu peu ou pas d'impact sur les approvisionnements en pétrole brut. Le prix moyen du pétrole brut en 2006 était d'environ 66 $US le baril, en hausse de 17 % par rapport à 2005. La figure 4.1 illustre le prix du WTI et du Brent pour les années 2002 à 2006 inclusivement.

La baisse très marquée des prix du pétrole brut durant l'automne a incité l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) à réagir. Le 19 octobre en effet, l'OPEP a convenu de réduire sa production de 190 500 m^3/j (1,2 Mb/j) à compter du 1er novembre 2006. C'était la première fois depuis avril 2004 que l'OPEP réduisait sa production pour soutenir les prix du pétrole brut. La réduction fut accueillie avec scepticisme par le marché et a eu peu d'effet sur le prix. C'est pourquoi l'OPEP annonçait une réduction supplémentaire de sa production à l'issue de sa réunion du 14 décembre 2006, à hauteur de 79 400 m^3/j (500 kb/j), à compter du 1er février 2007. En 2006, l'Angola demandait son adhésion à l'OPEP, qu'elle a jointe officiellement le 1er janvier 2007. L'Angola,

FIGURE 4.1

Prix des pétroles de référence WTI et Brent



* Prix de référence du pétrole brut d'Europe

Source : Agence internationale de l'énergie

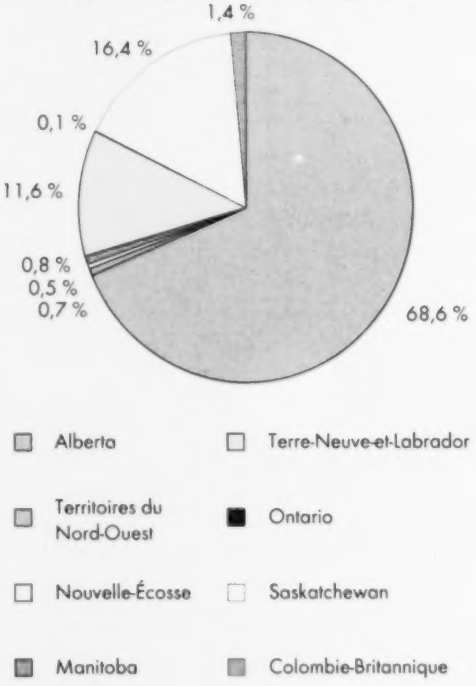
qui a produit environ 238 000 m³/j (1,5 Mb/j) en 2006, devenait le douzième membre de l'Organisation.

4.2 Production de pétrole et remplacement des réserves au Canada

En 2006, la production canadienne de pétrole brut et d'équivalents s'est établie, en moyenne, à 416 508 m³/j (2,6 Mb/j), soit une hausse de 6 % par rapport à 2005. Cette hausse est attribuable à la reprise de la production des trois installations d'extraction intégrées des sables bitumineux, à l'agrandissement d'autres installations ainsi qu'à l'augmentation de la production des champs Terra Nova et White Rose. La capacité de production au large de la côte Est du Canada a connu une hausse de 30 %, bien que la production réelle n'ait augmenté que de 1 % en raison de problèmes opérationnels aux champs Hibernia et Terra Nova. La figure 4.2 illustre la production de pétrole brut par province.

FIGURE 4.2

Production de pétrole brut par province



Source : ONÉ

La production au large de Terre-Neuve-et-Labrador a été de 50 547 m³/j (318 kb/j) en 2006. Dans l'Ouest canadien, l'offre de pétrole brut et d'équivalents a affiché une hausse de 6 % en 2006, attribuable en grande partie à l'augmentation de la production de pétrole extrait des sables bitumineux, tandis que la production de pétrole brut léger classique a chuté de 2 %, ce qui confirme

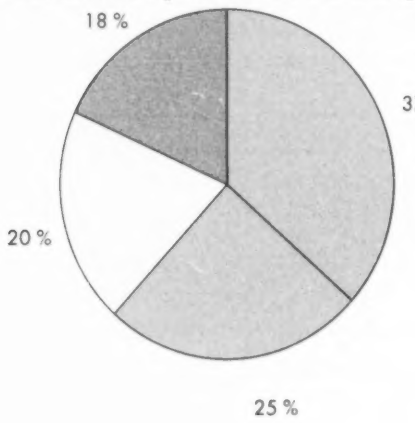
l'épuisement naturel des gisements de pétrole léger dans le BSOC. Toutefois, cette baisse est beaucoup moins importante que celle de 2005, les prix élevés du pétrole brut ayant accru les forages pétroliers et ainsi ralenti la baisse de la production dans le BSOC. La production de brut lourd classique a diminué de 1 %, recul s'inscrivant dans la tendance à la baisse qui s'est amorcée après la pointe de la production connue en 2001. La figure 4.3 illustre la production de pétrole brut selon le type.

Bien que la production totale en 2006 n'ait pas augmenté de façon importante comparativement à 2005, les niveaux de production enregistrés au quatrième trimestre sont solides. En 2007, on prévoit produire 454 200 m^3/j (2,9 Mb/j) de pétrole brut, soit une hausse de 9 % par rapport à 2006.

Bien que les réserves établies restantes de pétrole classique diminuent chaque année des suites des activités de production, les nouvelles découvertes, l'expansion des gisements existants et la révision des réserves estimatives contenues dans les gisements existants constituent habituellement des additions aux réserves. De 2001 à 2005, les additions cumulatives aux réserves établies de brut lourd et de brut léger classiques ont remplacé la production dans une proportion de 94 % (tableau 4.1).

FIGURE 4.3

Production de pétrole brut selon le type



Source : ONÉ

À la fin de 2005 (dernière année pour laquelle des données presque complètes existent), l'ONÉ estimait les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut du Canada à 32,5 Gm^3 (204,9 milliards de barils), une hausse de moins de 1 % comparativement à 2004 (tableau 4.2). Le volume estimatif des réserves établies restantes de pétrole brut classique au Canada a augmenté de 9 %, pour s'établir à 695,6 Mm^3 (4 382 millions de barils) en 2005 (tableau 4.2). Cette hausse est en grande partie attribuable à l'augmentation des réserves du champ Hibernia, au large de Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que, dans une moindre mesure, à celle des réserves de l'Alberta et de la Saskatchewan. Les réserves établies restantes de

TABLEAU 4.1

Réserves, additions et production de brut classique de 2001 à 2005 (en millions de mètres cubes)

	2001	2002	2003	2004	2005	Total
Additions[a)]	35	88,1	60,8	66,9	134,7	385,5
Production	84	81	85,6	82,7	78,8	412,1
Réserves restantes totales	**680**	**690**	**663**	**640**	**696**	
Réserves restantes totales (en millions de barils)	**4 279**	**4 342**	**4 172**	**4 027**	**4 382**	

a) Ajout des réserves de White Rose en 2002

Source : Organismes provinciaux œuvrant dans le secteur de l'énergie, offices des hydrocarbures extracôtiers, ONÉ

bitume brut ont également baissé quelque peu pour se chiffrer à 27,6 Gm^3 (173,9 milliards de barils), baisse qui traduit la production de bitume en 2005.

4.3 Sables bitumineux

En 2006, les sables bitumineux ont continué d'attirer les investisseurs de diverses origines, notamment les multinationales, les producteurs intégrés et les sociétés pétrolières étrangères. La stabilité du climat politique et des conditions d'investissement au Canada, les ressources phénoménales de sables bitumineux et la diminution des possibilités d'investissement dans les autres pays producteurs de pétrole sont les principaux facteurs qui suscitent l'intérêt des investisseurs au Canada. On estime à près 12 milliards de dollars les dépenses liées aux sables bitumineux en 2006.

L'investissement dans les sables bitumineux contribue à la forte croissance économique de l'Alberta et engendre des retombées dans les autres provinces. En 2006, des délégations commerciales de plusieurs

TABLEAU 4.2

Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2005 (en millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique[a]	126,9	20,9
Alberta[b]	2 703,7	254,8
Saskatchewan[c]	893,2	197,8
Manitoba[d]	41,5	4,5
Ontario[e]	14,7	1,6
T.N.-O. (Nunavut) et Yukon		
Archipel de l'Arctique et Est de l'Arctique[f]	0,5	0,0
Partie continentale des Territoires - Norman Wells et Cameron Hills	52,8	15,7
Nouvelle-Écosse - Cohasset et Panuke[d]	7,0	0,0
Terre-Neuve-et-Labrador - Hibernia, Terra Nova et White Rose[d]	299,1	200,3
Total	**4 139,4**	**695,6**
Total (en millions de barils)	**26 078,2**	**4 382,3**
Bitume brut		
Sables bitumineux - brut valorisé[g]	5 590,0	5 052,0
Sables bitumineux - bitume[g]	22 802,0	22 549,0
Total	**28 392,0**	**27 601,0**
Total en millions de barils	**178 870,0**	**173 886,0**
Total - pétrole classique et bitume	**32 531,4**	**28 296,6**
Total - pétrole classique et bitume (en millions de barils)	**204 947,8**	**178 268,5**

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ

c) Données du document *Reservoir Annual 2003* du gouvernement de la Saskatchewan actualisées de façon estimative par l'ONÉ

d) Organismes provinciaux et offices d'hydrocarbures extracôtiers, estimations de l'ONÉ pour le Manitoba

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

f) Bent Horn abandonné en 1996

g) *Alberta EUB Reserves 2005 and Supply Outlook 2006-2015*

Nota : Il se peut que les totaux ne concordent pas en raison de l'arrondissement des chiffres.

provinces se sont rendues en Alberta afin de faire valoir à l'industrie pétrolière leurs compétences en matière de fabrication et de services. Une étude récente du Canadian Energy Research Institute[5], qui porte sur les années 2000 à 2020, montre un accroissement des avantages directs et indirects de l'exploitation des sables bitumineux pour le PIB, l'emploi et les recettes des administrations publiques dans toutes les régions du Canada, le gouvernement fédéral recevant la plus grande part de ces recettes.

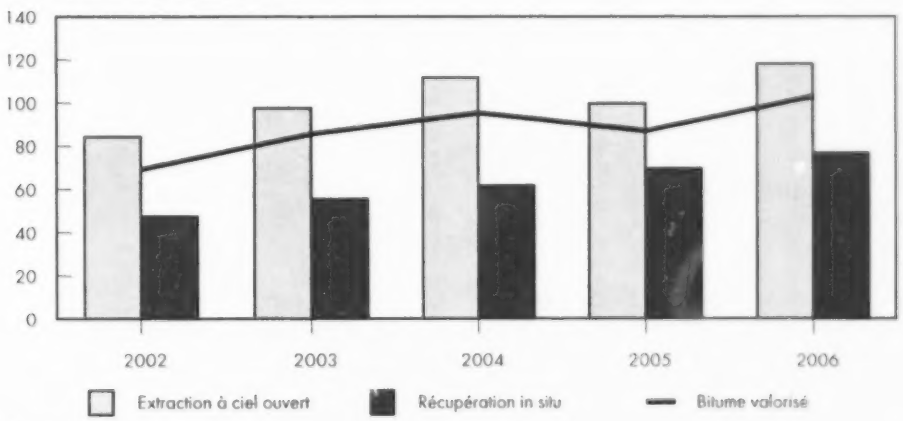
En 2006, la production de bitume au moyen d'activités d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ a totalisé 194 700 m^3/j (1,2 Mb/j), une hausse de 15 % par rapport à 2005. La production de bitume in situ s'est accrue de 10 %, pour s'établir à 76 700 m^3/j (483 kb/j), tandis que les activités d'extraction à ciel ouvert ont augmenté de 18 % pour se chiffrer à 118 000 m^3/j (743 kb/j), et la production de bitume valorisé s'est accrue de 18 % pour se situer à 102 800 m^3/j (761 kb/j) (figure 4.4).

En 2006, les problèmes opérationnels n'ont cessé de s'abattre sur l'industrie des sables bitumineux. En 2005, la production canadienne de pétrole brut a diminué comparativement à 2004 en raison d'arrêts d'exploitation imprévus aux trois plus importantes installations d'extraction à ciel ouvert et d'activités de valorisation qui se sont poursuivis en 2006. La production a quand même repris du poil de la bête en 2006. Au cours du premier trimestre de 2006, des travaux d'entretien imprévus sur l'unité de cokéfaction 8-1 de Syncrude ont ralenti sa production. En mai 2006, on a amorcé la phase 3 d'agrandissement, mais on a dû suspendre la production peu de temps après en raison d'émissions odorantes. Il a fallu plusieurs mois pour régler le problème, et l'unité de cokéfaction 8-3 a de nouveau été alimentée en bitume à la fin du mois d'août. Cet agrandissement devait permettre d'augmenter la production de façon graduelle pour atteindre 55 000 m^3/j (347 kb/j). Au dernier trimestre de 2006, Syncrude a réalisé une production de 53 000 m^3/j (334 kb/j) comparativement à 44 300 m^3/j (279 kb/j) l'année précédente. Au premier trimestre de 2006, la déchirure d'une courroie transporteuse au projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca s'est traduite par une diminution d'environ 25 % de la production. Au deuxième trimestre, les travaux d'entretien programmés à la mine de Muskeg et à l'installation de valorisation Scotford, qui devaient durer deux mois, ont dû être prolongés en raison

FIGURE 4.4

Production de bitume brut de 2002 à 2006

Milliers de mètres cubes par jour



Source : EUB

5 *The Economic Impact of Alberta's Oil Sands* – étude du Canadian Energy Research Institute, numéro 110, octobre 2005

de travaux supplémentaires nécessaires. Au troisième trimestre, Suncor a vu sa production baisser à cause de travaux d'entretien imprévus.

4.4 Exportations et importations de pétrole brut

Le total des exportations de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le bitume valorisé (brut synthétique), est estimé à 285 430 m^3/j (1,8 Mb/j), une hausse de 25 830 m^3/j (163 kb/j) par rapport à 2005. En 2006, le pétrole brut léger et les équivalents ont constitué 36 % des exportations et le brut lourd mélangé, 64 %.

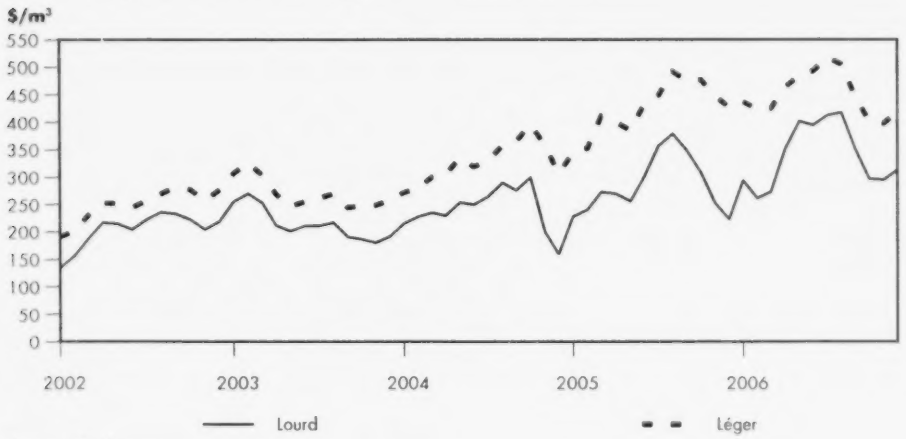
Les prix sont demeurés élevés tout au long de 2006 : la valeur estimative des exportations de brut s'est chiffrée à 39,3 milliards de dollars comparativement à 32,0 milliards en 2005. En 2006 toujours, le prix moyen estimatif à l'exportation du brut léger et du brut lourd s'est élevé à 448 $ et 338 $ le mètre cube (71 $ et 54 $ le baril) respectivement, contre 423 $ et 295 $ le mètre cube (67 $ et 47 $ le baril) en 2005.

Il faut signaler que l'écart entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd varie en fonction des facteurs qui influencent le marché du pétrole brut. Par exemple, si l'augmentation de l'offre de brut lourd dépasse la demande, l'écart s'élargit. Règle générale, l'écart diminue habituellement pendant l'été en raison de la demande plus élevée de brut lourd suscitée par l'asphaltage, puis s'élargit de nouveau en septembre.

En 2006, l'écart moyen entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd entre l'Edmonton Par et le Western Canada Select était de 142 $ le mètre cube (23 $ le baril), contre 158 $ le mètre cube (25 $ le baril) en 2005. L'écart a atteint 219 $ le mètre cube (35 $ le baril) en février 2006, mais a chuté de façon notable après l'inversion du sens d'écoulement du pipeline Spearhead d'Enbridge[6]. Le pipeline assurait à l'origine le service du sud au nord, mais, depuis mars 2006, il transporte du pétrole brut de Chicago, en Illinois, vers Cushing, en Oklahoma, ce qui ouvre un nouveau marché pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. En avril, Mobil Pipeline Company a procédé à une inversion semblable, de Patoka, en Illinois, à Nederland, au Texas, dans le cadre d'un projet nommé « Projet

FIGURE 4.5

Prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd



Source : ONÉ

6 Motifs de décision, Enbridge Pipelines Inc., RH-1-2005, juin 2005.

d'inversement du pipeline de 20 pouces », et effectué la première livraison de brut canadien sur la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Le pétrole brut canadien est transporté par le pipeline d'Enbridge jusqu'à Lockport, en Illinois, puis, de là, par le pipeline Mustang jusqu'à Patoka, en Illinois.

Selon l'Energy Information Administration, le Canada a conservé en 2006 son rang de principal exportateur de pétrole brut vers les États-Unis, devant le Mexique et l'Arabie saoudite. Pendant la majeure partie de l'année, la forte demande de diesel, d'essence et de carburéacteur s'est traduite par l'exploitation des raffineries nord-américaines à plus de 95 % de leur capacité. Le Midwest des États-Unis est le plus important marché de pétrole brut de l'Ouest canadien. Les centres de raffinage de Chicago (Illinois), de Minneapolis/Saint-Paul (Minnesota) et Toledo (Ohio) ont reçu 49 % de la totalité du pétrole canadien exporté en 2006.

En ce qui concerne la production de la zone extracôtière de l'Est du pays, le principal marché d'exportation est celui de la côte Est des États-Unis. En 2006, les exportations de pétrole brut des zones extracôtières se sont réparties comme suit : 82 % à la côte Est américaine (désignée sous le nom de « Petroleum Administration for Defence District (PADD) I »), 15 % à la côte américaine du golfe du Mexique et 3 % à d'autres pays.

Bien que le Canada soit un exportateur net de pétrole brut, la majorité des besoins des raffineries de l'Est sont comblés avec du pétrole brut produit à l'étranger. En 2006, le Canada a importé 136 500 m^3/j (860 kb/j) de pétrole brut, ce qui représente 48 % des besoins en charge d'alimentation des raffineries canadiennes. Dans la région de l'Atlantique et au Québec, on a comblé la demande grâce à des importations combinées au brut produit au large de la côte Est du Canada. En 2006, les raffineries de l'Ontario ont obtenu environ 34 % de leur charge d'alimentation de sources étrangères. Les importations en Ontario ont diminué d'environ 20 % par rapport à 2005, les besoins en charge d'alimentation ayant été comblés dans une plus large mesure par la production de la côte Est au cours de la première partie de l'année ainsi que par un pétrole brut moins cher produit dans l'Ouest canadien. Plus du tiers des importations canadiennes de pétrole brut proviennent du Royaume-Uni et de la Norvège.

4.5 Raffinage du pétrole

Au 31 décembre 2006, le Canada comptait 19 raffineries totalisant une capacité de raffinage de 324 500 m^3/j (2,0 Mb/j). Ces raffineries et leur emplacement figurent au tableau 4.3.

En 2006, plusieurs projets de construction de nouvelle raffinerie ont vu le jour dans la région de l'Atlantique. S'ils se réalisent, la région pourrait devenir un carrefour pour le traitement. Les raffineries de cette région sont situées près des grands marchés de produits pétroliers du Nord-Est américain et peuvent s'approvisionner facilement en pétrole brut étranger. En février, la Newfoundland and Labrador Refinery Corporation a proposé de construire à Placentia Bay (Terre-Neuve-et-Labrador) une raffinerie d'une capacité de traitement initiale de 47 600 m^3/j (300 kb/j) pouvant être augmentée à 95 200 m^3/j (600 kb/j). La production devrait débuter à la fin de 2010 ou en 2011 et, selon une étude dévoilée vers la fin de l'année, le projet serait économiquement réalisable. À la fin octobre, Irving Oil a annoncé qu'elle étudiait la possibilité de construire une nouvelle raffinerie qui pourrait entrer en exploitation d'ici 2012 ou 2013 et s'ajouterait à sa raffinerie de Saint John, au Nouveau-Brunswick, qui affiche une capacité de production de 47 600 m^3/j (300 kb/j). Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a lui aussi tenté d'attirer une raffinerie de pétrole, mais cela semble peu probable après l'annonce d'Irving. Toutefois, à la fin de l'année, un quatrième projet de raffinerie a été annoncé par une société américaine de services énergétiques, dans le détroit de Canso ou à Sydney, en Nouvelle-Écosse.

TABLEAU 4.3

Raffineries du Canada

Société	Emplacement	Capacité (m^3/j)	Capacité (b/j)
Canada atlantique		**75 200**	**473 800**
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	Dartmouth, N.-É.	14 000	88 200
Irving Oil Limited	Saint-John, N.-B.	44 500	280 400
North Atlantic Refining	Come-by-Chance, T.-N.-L.	16 700	105 200
Québec		**74 400**	**468 700**
Petro Canada	Montréal	20 700	130 400
Shell Canada Limitée	Montréal	20 700	130 400
Ultramar Limitée	Saint-Romuald	33 000	207 900
Ontario		**74 400**	**468 700**
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	Nanticoke	17 800	112 100
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	Sarnia	19 300	121 600
Shell Canada Limitée	Sarnia	11 100	69 900
NOVA Chemicals	Sarnia	12 700	80 000
Suncor Energy Products Inc.	Sarnia	13 500	85 100
Ouest canadien		**100 500**	**633 200**
Consumers Co-operatives Refineries Ltd.	Regina, Sask.	13 500	85 100
Husky Energy Marketing Inc.	Lloydminster, Alb.	4 000	25 200
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	Strathcona, Alb.	28 600	180 200
Moose Jaw Asphalt	Moose Jaw, Sask.	2 400	15 100
Petro Canada	Edmonton, Alb.	21 900	138 000
Shell Canada Limitée	Scotford, Alb.	20 000	126 000
Chevron Canada Limited	Burnaby, C.-B.	8 300	52 300
Husky Energy Marketing Inc.	Prince George, C.-B.	1 800	11 300
Total		**324 500**	**2 000 000**

Source : ONÉ

Comme les raffineries ne sont pas toutes conçues pour traiter tous les types de pétrole brut, le rendement grandissant des sables bitumineux est devenu pour elles un élément important à considérer. Plusieurs sociétés ont déjà fait savoir qu'elles étaient prêtes à modifier leurs raffineries afin de pouvoir traiter du pétrole brut plus lourd. En novembre, Shell Canada Limitée a annoncé qu'elle étudiait la possibilité de construire une nouvelle raffinerie de pétrole lourd près de Sarnia, en Ontario, ayant une capacité de 31 700 m^3/j (200 kb/j). De plus, Suncor procède actuellement au réoutillage de sa raffinerie de Sarnia en vue d'intégrer sa production en amont à ses installations de production en aval, ce qui augmenterait de façon importante la quantité de produits de sables bitumineux raffinés en Ontario, chiffrée à environ 15 900 m^3/j (100 kb/j) en 2006.

En 2006, la production des principaux produits pétroliers dans les raffineries s'est établie, en moyenne, à 286 800 m^3/j (1,8 Mb/j), une baisse d'environ 3 % par rapport à 2005. La demande de ces produits pétroliers au Canada a baissé de 2 % par rapport à 2005 pour s'établir en moyenne à 273 500 m^3/j (1,7 kb/j). Les arrivages de pétrole brut canadien ont atteint une moyenne de 150 300 m^3/j (945 kb/j), soit sensiblement la même qu'en 2005. On avait prévu des arrivages plus élevés en 2006, première année complète de production du champ White Rose au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Les

résultats escomptés n'ont pas été atteints en raison de la quantité anormalement élevée de travaux d'entretien dans plusieurs raffineries et des problèmes de production survenus au champ Terra Nova. Au Canada, les stocks commerciaux de produits pétroliers étaient légèrement moins élevés à la fin de l'année qu'au terme de l'année précédente.

4.6 Exportations et importations des principaux produits pétroliers

Le Canada est, comme par le passé, un exportateur net des principaux produits pétroliers, notamment les distillats moyens (mazout de chauffage, carburéacteur et diesel), le mazout lourd et l'essence. Le volume des principaux produits pétroliers et du pétrole partiellement traité exportés en 2006 est estimé à 51 500 m^3/j (324 kb/j), soit une baisse de 8 % comparativement à 2005. Des interruptions d'exploitation et d'importantes activités d'entretien dans de nombreuses raffineries ont entraîné une diminution de la production, qui s'est traduite par la réduction de l'offre aux marchés d'exportation.

Les recettes d'exportation des principaux produits pétroliers, dont le pétrole partiellement traité, sont estimées à 7,4 milliards de dollars pour 2006, en hausse par rapport au résultat de 6,2 milliards affiché en 2005. C'est la forte demande d'essence et de diesel en Amérique du Nord, combinée aux interruptions d'exploitation au Canada et aux États-Unis, qui a alimenté les prix élevés au cours de la première moitié de 2006. Les prix de l'essence et du diesel ont fléchi en août, avant la fin de la haute saison de déplacement automobile (été) et la fête du Travail, en septembre. L'abondance des stocks d'essence et de distillats en Amérique du Nord a exercé une pression supplémentaire à la baisse sur les prix pendant l'automne et l'hiver.

Les États-Unis sont demeurés le plus important acheteur de produits pétroliers canadiens, lesquels comptent pour 93 % des importations américaines. Des produits ont aussi été exportés ailleurs, notamment en Europe, au Mexique et dans les Caraïbes. La côte Est des États-Unis a de nouveau constitué le plus grand marché, suivie du Midwest et de la côte américaine du golfe du Mexique.

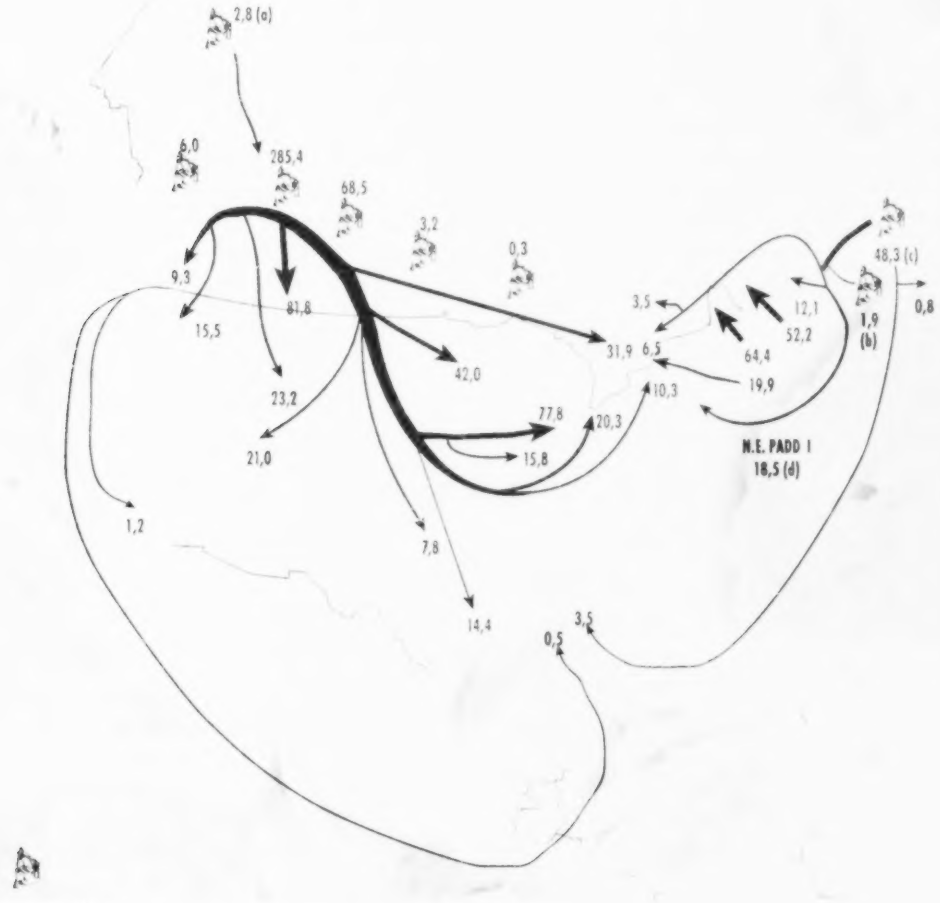
Les importations des principaux produits pétroliers en 2006 sont estimées à 33 800 m^3/j (212 kb/j), soit une augmentation de 6 % comparativement à 2005.

4.7 Perspectives

Les événements géopolitiques, les interruptions de production et de raffinage ainsi que les conditions météorologiques devraient se révéler des facteurs déterminants des prix pour l'année à venir. Au début de 2007, le baril de pétrole brut se situait au autour de 60 $US, en raison de la température hivernale anormalement douce et de l'abondance des stocks de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés en Amérique du Nord. Les projets d'agrandissement et de construction de raffineries annoncés récemment pour l'Est du Canada devraient se concrétiser dans la prochaine année.

L'ONÉ, dans ses plus récentes prévisions, estime que la production de pétrole brut augmentera de 9,1 % par rapport à 2006; toutefois, celle-ci est sans cesse entravée par des interruptions dans la région des sables bitumineux et les zones extracôtières de l'Est du Canada.

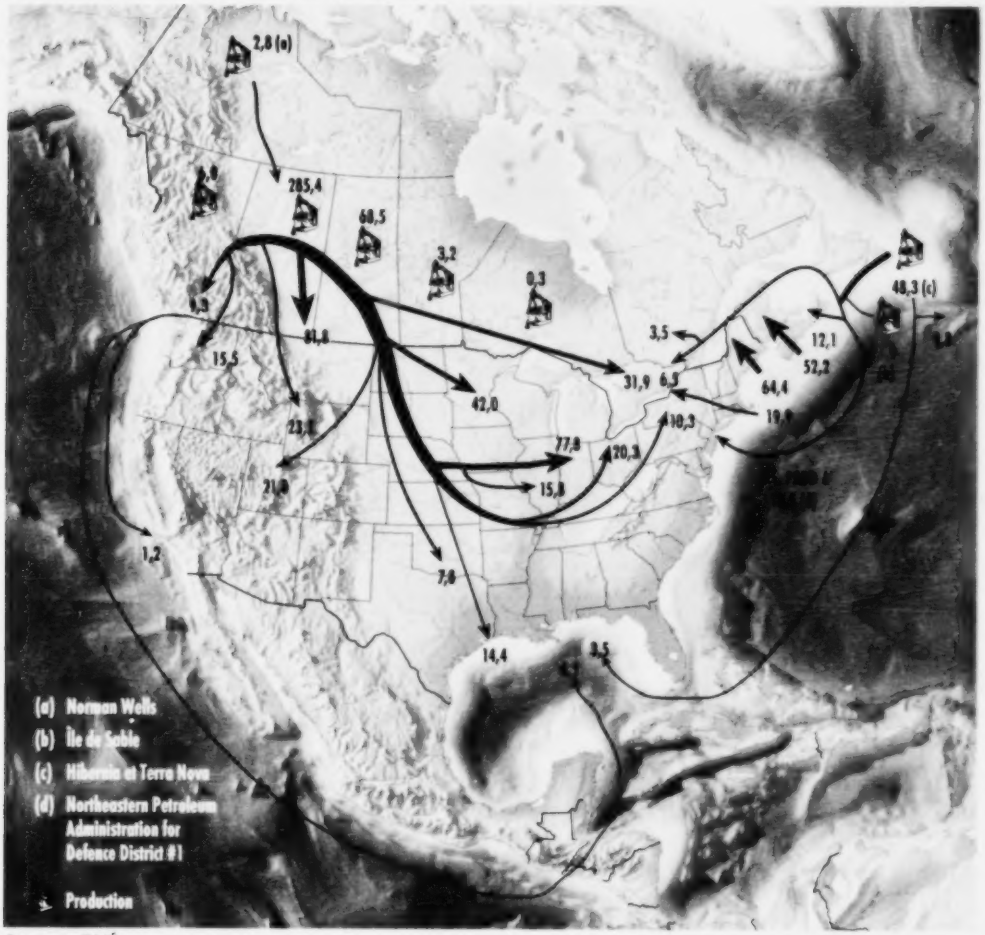
Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents en 2006
(en milliers de mètres cubes par jour)



Sources : CNE.

FIGURE 4.6

Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents en 2006
(en milliers de mètres cubes par jour)



Sources : ONÉ

GAZ NATUREL

5.1 Marchés nord-américains du gaz naturel

En 2006, le Canada a produit le quart environ de tout le gaz naturel du Canada et des États-Unis. Près de 98 % du gaz naturel canadien provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), dont environ 80 % de l'Alberta. La Colombie-Britannique et la Saskatchewan produisent respectivement 16 % et 4 % environ du gaz naturel extrait du BSOC.

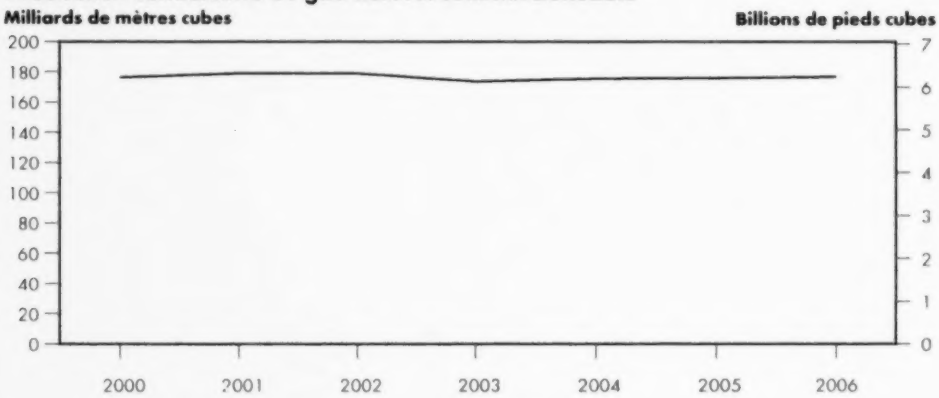
Les marchés canadien et américain du gaz naturel fonctionnent comme un vaste marché intégré. Cela veut dire que ce qui se passe dans une région, par exemple les variations de frais de transport, les contraintes d'infrastructure ou les phénomènes météorologiques, se répercute sur les autres régions. La plus grande partie du gaz naturel produit au Canada et aux États-Unis provient de zones situées plus ou moins le long de la ligne continentale de partage des eaux, depuis le golfe du Mexique jusqu'aux Territoires du Nord-Ouest. La demande provient des quatre coins du continent, mais surtout des régions à forte densité de population et de régions à forte activité industrielle. La production canadienne de gaz naturel est acheminée au marché nord-américain par un réseau de pipelines long de milliers de kilomètres qui permet d'acheter et de transporter le gaz d'un bout à l'autre du continent à partir de plusieurs sources d'approvisionnement.

5.2 Production de gaz naturel

En 2006, la production canadienne de gaz naturel a été en moyenne de 484,8 Mm^3/j (17,1 Gpi^3/j), un chiffre grosso modo identique à celui de 2005. Les travaux de forage ont atteint un volume

FIGURE 5.1

Production canadienne de gaz naturel commercialisable



Sources : *Statistical Handbook* de l'ACPP (Estimation pour 2006, ONÉ)

record dans l'Ouest canadien au premier semestre de l'année, puis ont ralenti au second semestre. Conséquemment, il s'est foré légèrement moins de nouveaux puits de gaz naturel en 2006 qu'en 2005. En raison d'une plus longue période d'exploitation, le nombre supérieur de puits forés en début d'année a eu sur la production de 2006 un effet positif plus important que l'effet négatif du nombre inférieur de puits forés au second semestre. Aussi la production moyenne s'est-elle maintenue en 2006 sans qu'augmente le nombre de nouveaux puits complétés.

Sur la côte Est, la production de l'île de Sable a continué de fluctuer entre 300 et 400 Mpi^3/j en 2006. La mise en place d'une installation extracôtière de compression en 2006 devrait permettre de maintenir ou d'accroître la production de l'île de Sable en assurant une production plus rapide du gaz restant. La plateforme et le pont de l'installation de compression ont été construits en mai et raccordés au pipeline en septembre. Les derniers essais et la mise en service ont eu lieu pendant le reste de l'année. Les installations de production à terre du champ McCully au Nouveau-Brunswick devraient être raccordées au gazoduc de Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP) d'ici le deuxième trimestre de 2007.

En ce qui a trait à la production de la côte Est, EnCana et la Nouvelle-Écosse ont conclu un accord quant aux avantages du projet Deep Panuke. Il s'agit d'une des nombreuses étapes pouvant mener à la réalisation du projet, avec 2010 comme date éventuelle de production la plus hâtive.

La production nord-américaine de gaz naturel est revenue au niveau où elle était avant la saison des ouragans. En effet, l'augmentation de la production terrestre de la région des Rocheuses américaines et du Texas ainsi que de la production de l'Oklahoma et de l'Arkansas a compensé la baisse ininterrompue de la production extracôtière dans le golfe du Mexique. Aucun ouragan n'a provoqué de dommages aux installations de production dans le golfe du Mexique en 2006.

Les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) aux États-Unis ont augmenté au début de l'été avec l'arrivée sur le marché d'une nouvelle production de GNL. Les réservoirs de stockage se remplissant et les prix baissant, des gaziers chargés à pleine capacité attendaient au milieu de l'océan que l'état du marché s'améliore, avant de finir par repartir vers les marchés européen et asiatique. Bien que les États-Unis aient la capacité d'importer plus de 150 Mm^3/j (5,2 Gpi^3/j) de GNL au moyen de cinq terminaux, leurs importations de GNL pour l'année ont diminué de 8 % par rapport à 2005, pour ressortir à 45 Mm^3/j (1,6 Gpi^3/j) en moyenne[7].

5.3 Réserves de gaz naturel

L'ONÉ estime, que fin 2005 (la dernière année pour laquelle nous disposons de données), les réserves restantes de gaz commercialisable atteignaient 1 619 milliards de mètres cubes (57,2 Tpi^3) (tableau 5.1). Les additions aux réserves se sont chiffrées à 250 milliards de mètres cubes (8,8 Tpi^3) en 2005 et ont permis de remplacer 142 % de la production annuelle. L'accroissement des réserves restantes s'explique par une intensification des travaux d'exploration et un meilleur rendement des gisements connus à la suite de la forte hausse des prix du gaz naturel survenue en 2005. Les réserves initiales ont augmenté en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan en 2005, tandis qu'elles sont restées inchangées en Ontario et dans les régions pionnières. Avec le recul des prix du gaz naturel en 2006, une partie de l'augmentation des réserves liée aux prix survenue en 2005 pourrait être effacée en 2006.

7 Gaul, Damien et Platt, Kobi, *Short-Term Energy Outlook Supplement: U.S. LNG Imports – The Next Wave*, U.S. Energy Information Administration, janvier 2007, p. 2 et 10, www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/LNG_Jan2007.pdf.

5.4 Consommation canadienne de gaz naturel

Le gaz naturel représente environ le quart de l'énergie consommée au Canada. La consommation estimative de gaz naturel s'est établie à 226 Mm^3/j (8,0 Gpi^3/j) en 2006, soit environ 46 % de la production canadienne. Le gaz naturel sert principalement au chauffage des immeubles à usage d'habitation et de commerce, à la production de la chaleur industrielle, à la fabrication de produits chimiques en tant qu'élément de base et à la production d'électricité. En 2006, la consommation à ces fins a représenté environ 189 Mm^3/j (6,7 Gpi^3/j) (figure 5.2). Comme l'indique la figure 5.2, la demande canadienne de gaz naturel à des fins de chauffage, d'usage industriel et de production d'électricité (« ventes directes » comprises) s'est passablement maintenue ou a diminué. Les quantités ont augmenté dans la catégorie « Autres », qui comprend les fluctuations du gaz stocké en canalisations, le gaz employé dans le réseau de gazoducs ainsi que les volumes de gaz perdus et non comptabilisés.

Plus du tiers de la consommation canadienne de gaz naturel sert à des usages domestiques et commerciaux, soit principalement au chauffage des locaux et de l'eau. Malgré la croissance continue de la consommation par les habitations et par les immeubles commerciaux, la consommation de gaz naturel a légèrement diminué depuis l'an 2000. Si les températures en hiver avaient été plus « normales », comme en 2002-2003, la consommation de gaz naturel aurait pu être plus importante. En plus des températures, l'augmentation des prix du gaz naturel et l'amplitude accrue des variations de prix ont freiné la consommation, particulièrement du côté des activités industrielles sensibles aux prix.

Par contraste avec le recul de la consommation de gaz naturel aux fins mentionnées ci-dessus, on observe une forte croissance de la consommation de gaz naturel dans le secteur de l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta. La figure 5.3 retrace l'évolution de la consommation de gaz naturel aux fins de l'exploitation des sables bitumineux de 2000 à 2006. En 2005, des difficultés d'exploitation

TABLEAU 5.1

Réserves de gaz naturel

(en milliards de mètres cubes) à la fin de 2005	Réserves de gaz naturel		
	Réserves initiales	Production cumulée	Réserves établies restantes
Colombie-Britannique	854,9	492,1	362,8
Alberta	4 672,4	3 552,4	1 119,9
Saskatchewan	248,7	167,1	81,6
Total partiel – BSOC	**5 776,0**	**4 211,6**	**1 564,3**
Ontario	46,8	33,8	13,0
Nouvelle-Écosse (réserves extracôtières)	55,0	26,5	28,5
T.N.-O continentaux et Yukon	29,3	15,8	13,4
Delta du Mackenzie	0,3	0,1	0,2
Total partiel – régions pionnières	**84,6**	**42,4**	**42,1**
Total général – Canada	**5 907,4**	**4 287,8**	**1 619,4**

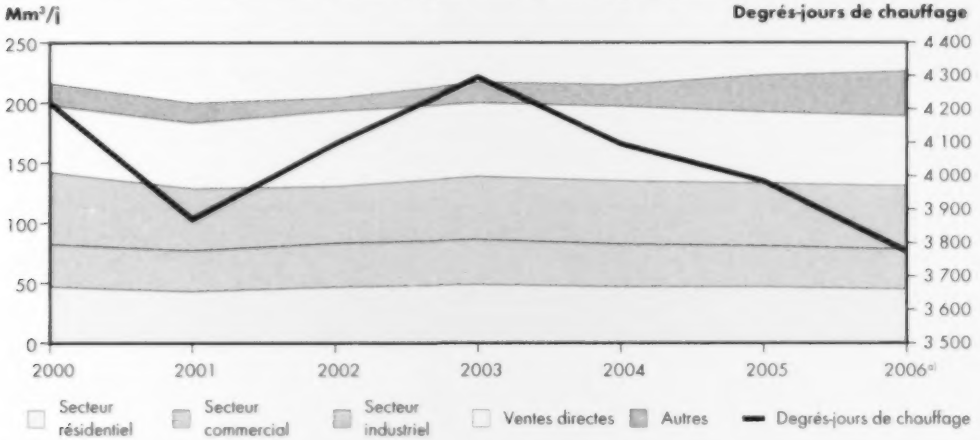
Sources : Zones extracôtières de l'Est : estimations, Office Canada – Nouvelle-Écosse et Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers; Régions continentales des Territoires et delta du Mackenzie : estimations de l'ONÉ; Alberta : données de 2005 et perspectives sur l'offre et la demande 2006-2015 de l'Alberta Energy and Utilities Board; Saskatchewan : *Saskatchewan Reservoir Annual 2003* (Données de l'ACPP mises à jour par l'ONÉ); Réserves d'hydrocarbures et dérivés de la Colombie-Britannique : ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique; Ontario : *Statistical Handbook* de l'ACPP

à trois importantes installations intégrées d'extraction et de valorisation ont entraîné une baisse de la consommation de gaz naturel. Les opérations ont repris leur cours normal en 2006, et la consommation s'est élevée à environ 27,1 Mm^3/j (0,96 Gpi^3/j), soit près du triple de la consommation de 2000.

La figure 5.4 illustre l'évolution extrêmement erratique des prix du gaz naturel ces dernières années. Depuis 2001, le manque d'excédents de capacité de production en Amérique du Nord s'est traduit par un marché tendu qui a contribué à la montée et à l'instabilité des prix du gaz naturel. Ces prix sont particulièrement sensibles aux aléas météorologiques, qui peuvent provoquer de fortes fluctuations. De façon générale, certains consommateurs peuvent alterner entre gaz naturel et mazout, particulièrement dans le nord-est et le sud-est des États-Unis. Cette concurrence explique le lien entre les prix du pétrole et ceux du gaz naturel, qui fait qu'une augmentation des prix du mazout entraîne généralement une augmentation des prix du gaz naturel.

FIGURE 5.2

Consommation canadienne totale de gaz naturel et degrés-jours de chauffage

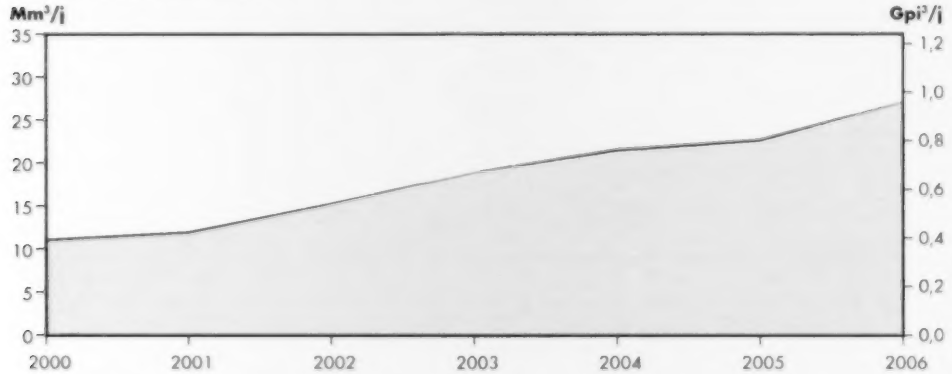


a) Estimation

Sources : Statistique Canada, ONÉ et Association canadienne du gaz

FIGURE 5.3

Consommation annuelle moyenne de gaz naturel aux fins de l'exploitation des sables bitumineux

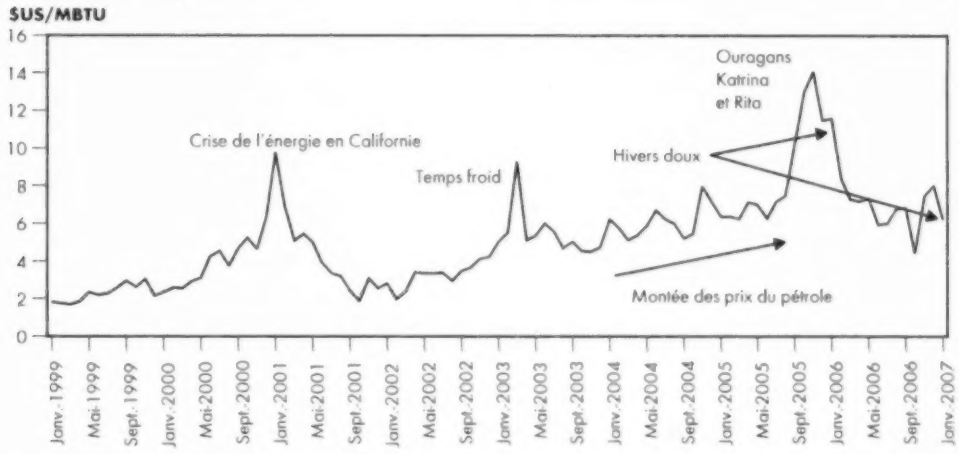


Sources : ONÉ et Alberta Energy and Utilities Board

Au cours de l'hiver 2005-2006, des températures exceptionnellement clémentes ont fait se gonfler à des niveaux record les stocks de gaz naturel nord-américains au début d'avril. Avril marque le début de la période habituelle d'accroissement des stocks (figure 5.5). Les prix sont restés relativement bas toute l'année, et les stocks ont continué d'augmenter. Le prix du gaz naturel au Canada, mesuré au carrefour AECO en Alberta, a commencé l'année à 8,89 $/GJ, a touché un bas de 3,44 $/GJ à la fin septembre, puis a terminé l'année à 5,74 $/GJ (figure 5.6). Le prix s'est redressé légèrement en juillet et en août sous l'effet d'une vague de chaleur qui a touché la plupart des grandes agglomérations nord-américaines et fait grimper la demande d'électricité à des fins de climatisation. La forte demande de gaz naturel liée aux chaudes températures de l'été a entraîné une baisse estivale des stocks d'une ampleur sans précédent aux États-Unis. Les stocks ont continué d'augmenter au Canada, bien qu'à un rythme inférieur à la normale, pendant cette période; à la suite de cela, les stocks au Canada sont restés en deçà de leur niveau moyen sur cinq ans. Malgré la ponction estivale aux États-Unis, les

FIGURE 5.4

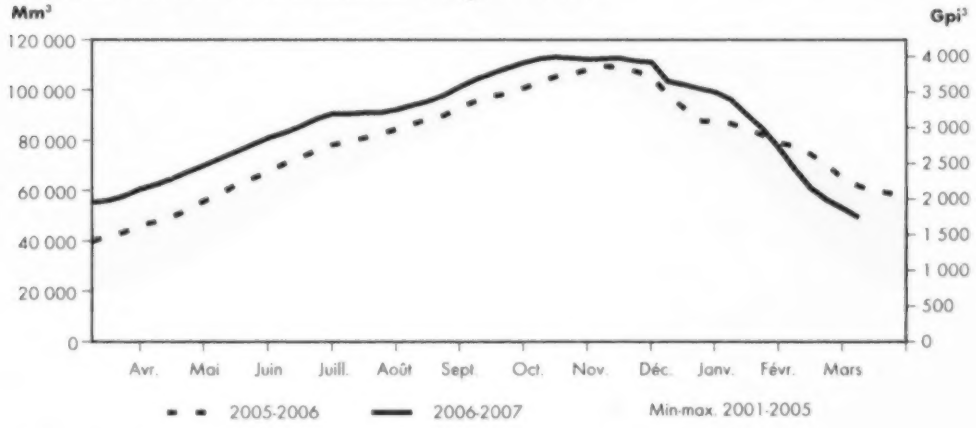
Évolution du prix du gaz naturel en Amérique du Nord – Prix moyen sur trois jours au carrefour Henry



Source : GLJ Energy Publications Inc.

FIGURE 5.5

Évolution des stocks nord-américains de gaz naturel



Sources : Canadian Enerdata Ltd., Estimations de l'ONÉ, U.S. Energy Information Administration

stocks de gaz naturel en Amérique du Nord, particulièrement aux États-Unis, ont atteint des niveaux record en novembre à la veille de la période de chauffage de l'hiver 2006-2007.

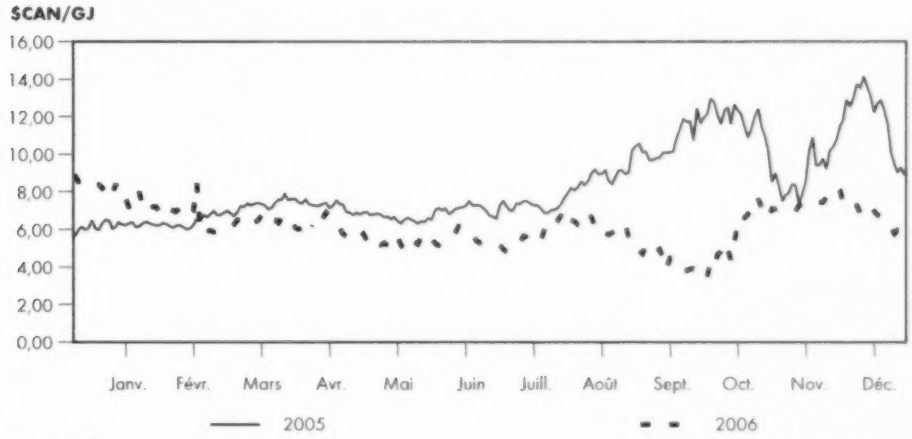
Les prix sur les marchés de l'Est du Canada sont cités au carrefour Dawn, situé près d'installations de stockage souterraines dans le sud-ouest de l'Ontario, et intègrent des frais de transport et de stockage. Ces prix sont exprimés en $US/MBTU (voir la figure 5.7). Le prix du gaz naturel à Dawn a suivi une évolution semblable en 2006. Le prix à Dawn était de 9,58 $US/MBTU en début d'année et a touché son niveau le plus bas, soit 3,82 $US/MBTU, fin septembre, pour rebondir par la suite et terminer l'année à 5,74 $US/MBTU.

5.5 Exportations et importations canadiennes de gaz naturel

Les exportations de gaz naturel en 2006 ont été évaluées à environ 275 Mm^3/j (9,6 Gpi^3/j), ce qui représente approximativement 16 % de la consommation estimative des États-Unis. Le Centre-

FIGURE 5.6

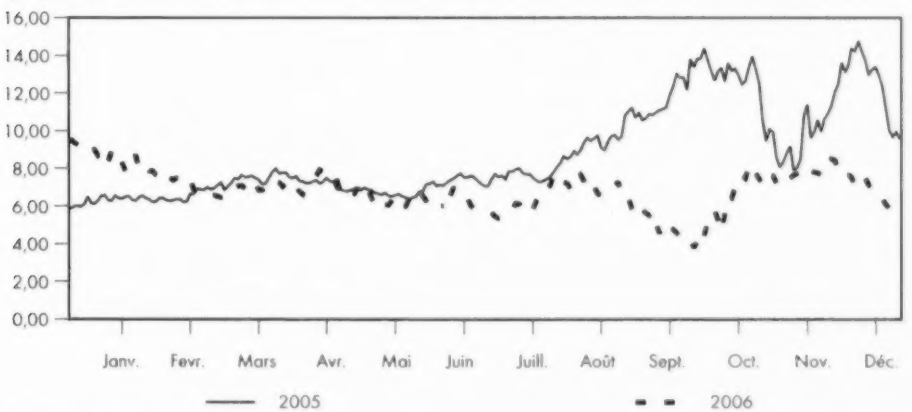
Prix journaliers à AECO



Source : Platts

FIGURE 5.7

Prix journaliers à Dawn



Source : Platts

Midwest et le Nord-Est des États-Unis sont les principaux marchés d'exportation du gaz naturel canadien. Le Canada exporte également du gaz naturel en Californie et dans le Nord-Ouest Pacifique. Le Canada est un exportateur net de gaz naturel; toutefois, on estime que l'Ontario a importé des États-Unis 26,4 Mm^3/j (0,9 Gpi^3/j) de gaz naturel en 2006.

Tout compte fait, le Canada a exporté moins de gaz naturel aux États-Unis en 2006 qu'en 2005 (figure 5.8). Le volume brut de gaz naturel exporté aux États-Unis a diminué de 4,8 % en 2006 par rapport à l'année précédente. Les exportations nettes (soit les exportations brutes diminuées des importations) se sont élevées à 249 Mm^3/j (8,7 Gpi^3/j) en 2006, un chiffre inférieur d'environ 4,2 % aux exportations nettes observées en 2005, qui s'étaient établies à 260 Mm^3/j (9,1 Gpi^3/j). Les perturbations météorologiques observées en 2005 ont contribué à ce fléchissement, les ouragans Katrina et Rita ayant réduit la production américaine dans le golfe du Mexique. Le manque à produire aux États-Unis a stimulé les exportations canadiennes de gaz naturel. De même, des températures supérieures à la normale aux États-Unis (particulièrement dans les plaines du Nord, dans la région des Grands Lacs et dans certaines parties du Nord-Est et de la Californie) au premier trimestre 2006 ont fait diminuer la demande de gaz naturel et conséquemment les importations américaines de gaz naturel canadien. Des températures très chaudes ont touché la plupart des grands centres urbains américains pendant l'été, ce qui a dopé la demande d'énergie liée à la climatisation et entraîné par ricochet une augmentation des exportations de gaz naturel.

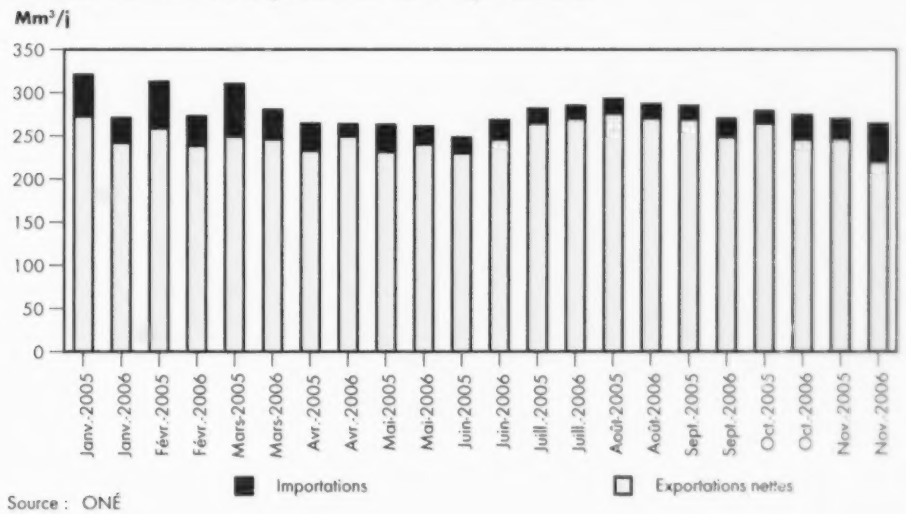
Globalement, les recettes d'exportation de gaz naturel ont également diminué d'une année sur l'autre sous l'effet d'un recul des volumes d'exportations et des prix en 2006. Le prix du gaz à l'exportation a baissé de 19 % par rapport à l'année précédente, et les recettes d'exportation nettes se sont élevées à 24,4 milliards de dollars, un chiffre inférieur d'environ 24 % aux recettes de 32,1 milliards tirées des exportations nettes en 2005.

5.6 Liquides de gaz naturel (exception faite des pentanes plus)

Les liquides de gaz naturel (LGN) sont les hydrocarbures liquides extraits du flux de gaz naturel, d'abord sous forme de mélange d'hydrocarbures. Les éléments constitutifs peuvent ensuite être

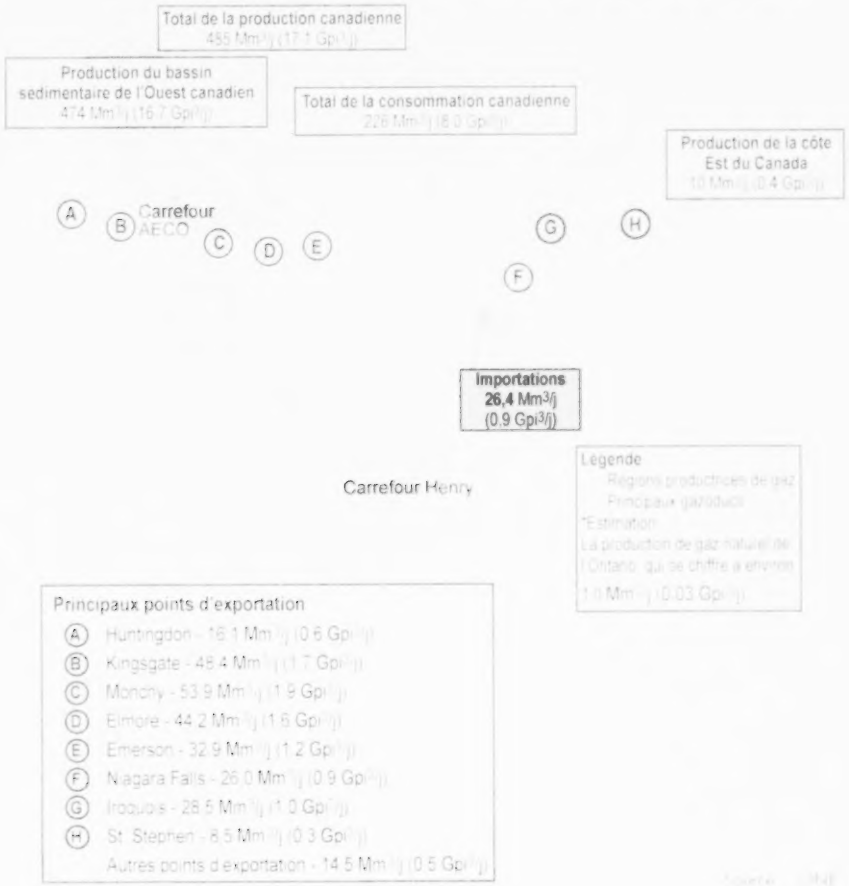
FIGURE 5.8

Volumes mensuels d'exportations et d'importations



Source : ONÉ

Offre et utilisation de gaz naturel en 2006 (en millions de mètres cubes par jour)



Source : ONE

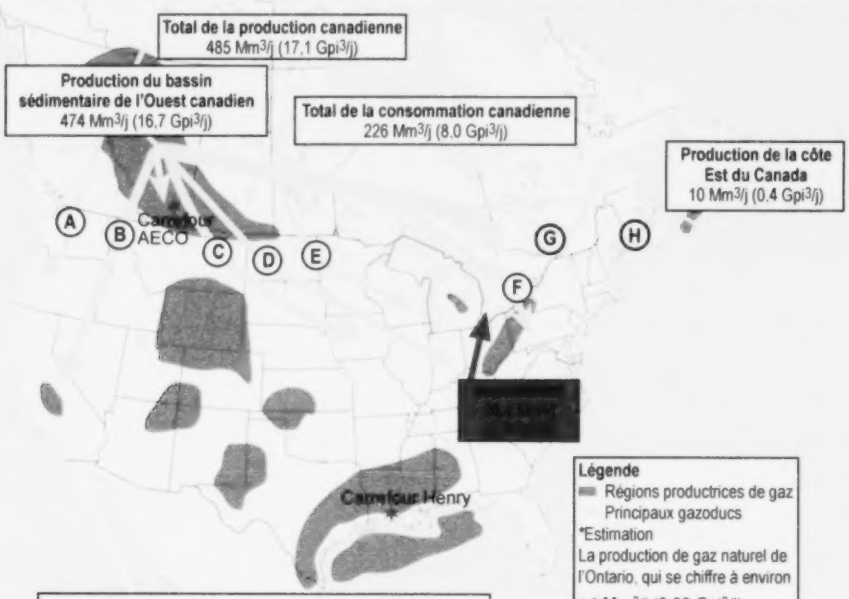
séparés en produits commercialisables, tels l'éthane, le propane et les butanes. On produit également des butanes et du propane à partir des procédés de raffinage et de valorisation du pétrole brut. Les produits obtenus par ces procédés sont également appelés gaz de pétrole liquéfié (GPL). Selon les estimations, 87 % de l'approvisionnement en propane et 69 % de l'approvisionnement en butane provenaient de la production de gaz naturel en 2006.

La vigueur du propane, favorisée par le fort prix du pétrole au premier semestre et par le bas prix du gaz naturel au second semestre, a encouragé l'extraction de propane en 2006. La production de propane a crû d'environ 3 %, pour atteindre 28 800 m³/j (181 kb/j). La forte demande de propane de la part de l'industrie pétrochimique a également contribué à faire monter les prix en Amérique du Nord. La production d'éthane et de butane des usines de gaz est restée relativement inchangée, les volumes s'élevant respectivement à 40 500 m³/j (255 kb/j) et 16 900 m³/j (106 kb/j).

La production de propane et de butane provenant des raffineries a également diminué en 2006 par rapport à 2005 à la suite d'un ralentissement des activités de production de pétrole classique et des activités d'entretien aux usines d'extraction des sables bitumineux. La production de propane par les raffineries s'est établie à 3 500 m³/d (22 kb/j) selon les estimations, ce qui représente une

FIGURE 5.9

Offre et utilisation de gaz naturel en 2006 (en millions de mètres cubes par jour)



Source : ONÉ

séparés en produits commercialisables, tels l'éthane, le propane et les butanes. On produit également des butanes et du propane à partir des procédés de raffinage et de valorisation du pétrole brut. Les produits obtenus par ces procédés sont également appelés gaz de pétrole liquéfié (GPL). Selon les estimations, 87 % de l'approvisionnement en propane et 69 % de l'approvisionnement en butane provenaient de la production de gaz naturel en 2006.

La cherté du propane, favorisée par le fort prix du pétrole au premier semestre et par le bas prix du gaz naturel au second semestre, a encouragé l'extraction de propane en 2006. La production de propane a crû d'environ 3 %, pour atteindre 28 800 m^3/j (181 kb/j). La forte demande de propane de la part de l'industrie pétrochimique a également contribué à faire monter les prix en Amérique du Nord. La production d'éthane et de butane des usines de gaz est restée relativement inchangée, les volumes s'élevant respectivement à 40 500 m^3/j (255 kb/j) et 16 900 m^3/j (106 kb/j).

La production de propane et de butane provenant des raffineries a également diminué en 2006 par rapport à 2005 à la suite d'un ralentissement des activités de production de pétrole classique et des activités d'entretien aux usines d'extraction des sables bitumineux. La production de propane par les raffineries s'est établie à 3 500 m^3/d (22 kb/j) selon les estimations, ce qui représente une

augmentation de 11 %. La production de butane par les raffineries a fléchi très légèrement, se repliant de 1 % du fait de la forte demande canadienne de butane à titre de diluant de pétrole lourd.

Le Midwest américain est toujours le premier marché d'exportation de propane et de butanes du Canada. Environ 60 % des exportations de ces produits prennent le chemin de cette région. Selon les estimations, les exportations de propane ont diminué de 12 %, et les exportations de butane, augmenté de 9 %, pour atteindre respectivement 18 000 m^3/j (113 kb/j) et 4 500 m^3/j (28 kb/j) en 2006. Le recul des exportations de propane s'explique principalement par la contraction de la demande de produits de chauffage attribuable à la clémence des températures pendant la plus grande partie de l'hiver nord-américain, alors que la diminution des exportations de butanes s'explique par la forte demande de diluant de la part du secteur du pétrole lourd en Alberta.

L'augmentation des prix du propane a presque contrebalancé la diminution des volumes d'exportation de ce produit, si bien que les recettes d'exportation se sont élevées à 2,1 milliards de dollars en 2006 selon les estimations, soit une baisse de 3 % par rapport à 2005. À la suite de l'augmentation des prix des butanes, les recettes d'exportation de butanes se sont établies à 622 millions de dollars en 2006, soit une baisse de 1 % par rapport à 2005. Les recettes d'exportation combinées des deux produits ont totalisé près de 2,7 milliards de dollars.

5.7 Perspectives

On a mis de l'avant plusieurs projets d'installations de regazéification de GNL au Canada pour répondre à la demande croissante de gaz naturel. La figure 5.10 décrit brièvement les installations en projet, leur capacité et leur éventuelle date de mise en service.

La dynamique du marché canadien du gaz naturel, un marché en pleine mutation, est animée par l'emploi croissant de gaz naturel aux fins de l'exploitation des sables bitumineux albertains et par la demande croissante de gaz naturel pour des centrales électriques, particulièrement en Ontario. En ce moment, la consommation de gaz naturel par les centrales ontariennes représente environ 10 % de la consommation de gaz naturel de la province; toutefois, la consommation de gaz naturel est susceptible d'augmenter beaucoup, principalement en raison de la décision du gouvernement provincial concernant la production d'électricité en raison de préoccupations quant à la qualité de l'air. Au cours de la dernière année, la capacité des installations de production d'électricité alimentées au gaz a augmenté de 650 MW dans la province.

FIGURE 5.10

Installations de GNL en projet au Canada (Gpi³/j)

Lieu	Terminal	Société	Capacité	Mise en service
1. Goldboro, Nouvelle-Écosse	Keltic GNL	Keltic Petrochemicals Inc. et Maple GNL	1,0	2009
2. Saint John, Nouveau-Brunswick	Canaport GNL	Repsol YPF et Irving Oil	1,0	2008
3. Rivière-du-Loup, Québec	Gros Cacouna GNL	Petro-Canada et TransCanada Pipelines Ltd.	0,5	2009
4. Québec, Québec	Rabaska	Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France	0,5	2009
5. Ridley Island, Colombie-Britannique	WestPac GNL	WestPac Terminals Inc.	0,3	2009
6. Emsley Cove, Colombie-Britannique	Kitimat GNL	Gavelston Energy	0,6	2009
7. Point Tupper, Nouvelle-Écosse	Statia GNL	Statia Terminals Canada Partnership	0,5	Non déterminée
8. Saguenay, Québec	Énergie Grande-Anse	Administration portuaire du Saguenay et Énergie Grande-Anse inc.	1,0	Non déterminée

ÉLECTRICITÉ

6.1 Mesures destinées à favoriser le développement du marché

Dans l'ensemble du Canada, les administrations régionales ont continué à adopter des mesures visant à assurer un approvisionnement qui réponde à la demande à court et à long terme. La priorité est encore allée aux moyens de production classiques (telles les centrales à combustibles fossiles, les centrales nucléaires et les centrales hydroélectriques), mais on met de plus en plus l'accent sur les nouvelles énergies (éolien, biomasse et petites centrales hydroélectriques), l'investissement dans l'infrastructure de transport et la gestion de la consommation.

Là où l'on a connu des épisodes d'approvisionnement serré en raison d'une forte demande, les administrations régionales ont réagi en augmentant la capacité de production et de transport et en apportant des améliorations au marché. Par exemple, l'Ontario a mis en œuvre plusieurs mesures visant à assurer un approvisionnement suffisant à court terme après les problèmes de fiabilité du service d'électricité survenus au cours de l'été 2005. En 2006, la province a lancé le Programme d'offre standard, qui vise à encourager la construction de petits ouvrages de production d'électricité faisant appel à des énergies renouvelables en rendant plus facile et plus rentable pour les entreprises et les entrepreneurs la vente d'électricité au réseau par l'établissement d'un prix fixe pour les projets. On s'attend à ce que le programme mène à l'addition de 1 000 MW sur les dix prochaines années.

Il se fait également beaucoup de planification à long terme. Par exemple, dans le but de combler ses besoins à très long terme, la Société d'énergie du Yukon a déposé auprès de la Régie des entreprises de services publics un plan de mise en valeur des ressources portant sur une période de vingt ans qui traite des besoins en ressources pour la période allant de 2006 à 2025. Les propositions soumises comprennent trois projets d'ouvrages de production d'électricité et la mise en service d'une nouvelle ligne de transport pour 2012.

Les administrations régionales recourent également de plus en plus à des mesures agissant sur la demande parallèlement à l'élaboration de leurs plans de gestion des ressources. Un exemple en est le programme de réduction des charges en cas d'urgence de l'Ontario, lancé en 2006. Le programme permet aux gros consommateurs d'électricité de réduire leur consommation ou d'employer une production d'appoint à la demande de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ). La SIERÉ pourra verser jusqu'à 600 $/MWh aux entreprises qui réduiront leur consommation. Le programme est destiné à s'appliquer en situation d'urgence quand il n'y a plus guère d'autres moyens d'assurer la fiabilité du service d'électricité.

Dans d'autres régions, les plans de gestion des ressources ont misé sur des programmes alliant mesures de gestion de la consommation (économies d'énergie et amélioration de l'efficacité énergétique) et augmentation de l'offre (production). Le gouvernement du Québec, par exemple, a rendu publique en juin 2006 la *Stratégie énergétique 2006-2010*. La politique énoncée a trois principaux objectifs : un accroissement de l'efficacité énergétique et des économies d'énergie, appelées à passer de 4,7 TWh

en 2010 à 8,0 TWh en 2015, du développement complémentaire de l'énergie hydroélectrique et de l'énergie éolienne au coût de 25 milliards de dollars comprenant la construction de nouveaux ouvrages de production hydroélectrique d'une capacité de 4 500 MW et la construction d'éoliennes d'une capacité de 4 000 MW d'ici 2015 et, enfin, l'innovation technologique. Un des grands objectifs de la stratégie est d'accroître les exportations vers l'Ontario et les États-Unis.

L'Ontario a lancé son Plan intégré du réseau d'électricité (PIRÉ), qui fait l'objet d'une vaste consultation publique coordonnée par l'Office de l'électricité de l'Ontario. Le PIRÉ assurera l'élaboration des mesures nécessaires à l'abandon progressif des centrales alimentées au charbon (une récente évaluation de l'Office de l'électricité de l'Ontario propose la mise hors service de l'ensemble de ces centrales d'ici 2015) et à la satisfaction des besoins de l'Ontario en matière d'électricité sur les vingt prochaines années. On fera appel à une combinaison de mesures agissant sur l'offre et sur la demande. On prévoit à cet égard que l'offre d'énergies renouvelables et d'autres formes d'énergie joueront un rôle important.

En outre, les administrations ont fait la preuve que la fiabilité de l'approvisionnement est une chose à laquelle elles peuvent travailler conjointement. À titre d'exemple, un accord de coopération a été signé le 2 mai 2006 par les ministres de l'Énergie des quatre provinces de l'Ouest et des trois territoires arctiques du Canada en vue d'accroître l'approvisionnement et d'en assurer la fiabilité pour l'avenir. Aux termes de l'accord, les parties ont chacune indiqué qu'elles vont harmoniser leurs régimes réglementaires et mieux coordonner l'évaluation et l'approbation des projets de production d'énergie.

Le prix de l'électricité a augmenté dans plusieurs provinces et territoires au Canada en 2006. L'augmentation de la demande et du coût des combustibles a fait en sorte que plusieurs provinces et services publics ont obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de majorer leurs tarifs.

6.2 Fiabilité du service d'électricité

Il y a deux principaux aspects à la fiabilité : la suffisance de l'offre, assurée par la suffisance de la production et de la capacité de transport, et la fiabilité du service, assurée par une exploitation et un maintien des éléments du réseau de production-transport permettant de parer aux perturbations et aux imprévus et d'assurer la continuité du service. Au Canada, la fiabilité du réseau de production-transport demeure un sujet de toute première importance pour le secteur de l'électricité, les autorités réglementaires et les décideurs.

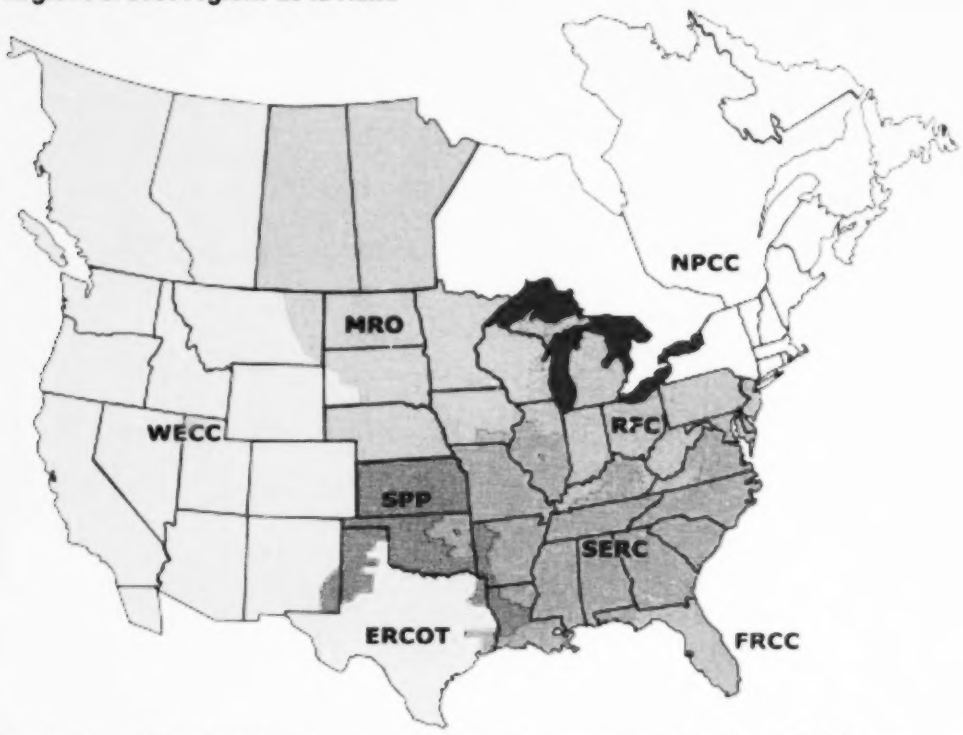
En juillet 2006, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a agréé la North American Electric Reliability Corporation (NERC) en tant que nouvelle organisation de fiabilité du service d'électricité (OFSÉ). À ce titre, la NERC a le pouvoir légal d'imposer des normes de fiabilité aux propriétaires, aux exploitants et aux utilisateurs du réseau de production-transport plutôt que de s'en remettre au régime d'application libre dont son prédécesseur, le North American Electric Reliability Council, assurait la surveillance. La création de l'OFSÉ, autorisée aux États-Unis en vertu de l'*Energy Policy Act of 2005*, a fait suite aux recommandations formulées par le Groupe de travail sur la panne d'électricité du 23 août 2003. L'OFSÉ a commencé ses activités en janvier 2007.

Le 14 septembre 2006, l'ONÉ a signé un protocole d'entente reconnaissant la NERC en tant qu'OFSÉ. Ce protocole favorise l'adoption de normes de fiabilité pour les lignes de transport internationales relevant de la compétence de l'ONÉ au Canada. Plusieurs provinces ont soit adopté une loi, soit présenté un projet de loi destiné à reconnaître effectivement la NERC en tant qu'OFSÉ.

Des améliorations ont été apportées à l'infrastructure à différents niveaux en 2006. Certains projets ont visé à répondre à des problèmes localisés par des mises à niveau. Par exemple, le 7 juillet 2006,

FIGURE 6.1

Régions et sous-régions de la NERC



- Les normes de fiabilité obligatoires sont administrées par les organisations régionales de fiabilité du service d'électricité de la NERC, qui comprend le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) (Ontario, Québec et provinces maritimes), la Midwest Reliability Organization (MRO) (Saskatchewan et Manitoba) et le Western Electricity Coordinating Council (WECC) (Colombie-Britannique et Alberta).
- Les organismes publics provinciaux et l'ONÉ sont chargés de la surveillance réglementaire dans leurs territoires respectifs au Canada.
- La FERC est chargée de la surveillance réglementaire à l'égard de la NERC aux États-Unis.

la British Columbia Transmission Corporation a reçu de la British Columbia Utilities Commission l'autorisation de construire deux nouvelles lignes sous-marines de 230 kV entre la Colombie-Britannique continentale et l'île de Vancouver. Ce projet a fait suite à l'annulation en juin 2005 du projet de Duke Point concernant la construction d'une centrale alimentée au gaz sur l'île en raison du risque que l'ouvrage ne soit pas prêt à temps. Le projet, évalué à 250 millions de dollars, vise à remplacer deux câbles de 138 kV provenant du continent qui sont en voie de dégradation. La construction des lignes devrait être terminée en octobre 2008. Une étude d'impact sur l'environnement se poursuivait toujours à la fin 2006.

D'autres projets ont visé à répondre à des besoins locaux par le moyen de prolongements et d'ajouts de lignes de transport. L'Alberta Energy and Utilities Board a autorisé ATCO Electric à renforcer le réseau de transport du nord-ouest. Les améliorations du réseau au nord-ouest d'Edmonton au coût de 300 millions de dollars comprennent une ligne à 138 kV et une ligne à 240 kV, dont la mise en service est prévue pour 2009, ainsi qu'une ligne à 240 kV, dont la mise en service est prévue pour 2014.

Le Québec a également investi dans son infrastructure de transport intraprovinciale en 2006. Les travaux prévus comprennent divers nouveaux équipements, dont deux lignes à 69 kV, une ligne à 315 kV et des sous-stations électriques ainsi que des mises à niveau de sous-stations.

Les provinces et les services publics ont travaillé ensemble à la mise en œuvre de mesures destinées à assurer la fiabilité de l'approvisionnement. Le 14 novembre 2006, l'Ontario et le Québec ont conclu un accord prévoyant la construction d'une ligne de transport interprovinciale reliant leurs réseaux en vue de réduire le besoin d'importer de l'électricité des États-Unis dans les moments où la demande dépasse la capacité. Une fois construite, la nouvelle ligne augmentera de 1 250 MW la capacité de transport d'électricité du Québec vers l'Ontario, ce qui assurera à l'Ontario un approvisionnement plus stable. Cette ligne devrait entrer en service en 2010.

Les actions visant à améliorer la fiabilité à l'échelle internationale ont progressé sur plusieurs fronts. Le 15 septembre 2006, l'ONÉ a autorisé la première ligne de transport marchande internationale. La Sea Breeze Converter Corporation a obtenu l'autorisation de construire une ligne de 150 kV reliant l'île de Vancouver à Port Angeles, dans l'État de Washington.

Le Nouveau-Brunswick a entrepris la construction d'une ligne de transport internationale à 345 kV en novembre 2006. L'Office a autorisé la construction de cet ouvrage à la suite de l'instance EH-2-2002. La nouvelle ligne reliera les réseaux de transport du Maine et des trois provinces maritimes et se rendra de Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick, à Woodland, au Maine, à la frontière américaine. La mise en service est prévue pour décembre 2007.

Afin de prévenir des problèmes de fiabilité du service et d'éviter que son réseau de transport soit soumis à une contrainte excessive, l'Alberta Electric System Operator a annoncé en mai que la production éolienne sera assujettie à un plafond de 900 MW dans la province. Le principal motif invoqué à l'appui de cette décision concerne le risque que la gestion de l'énergie éolienne entraîne des problèmes de fiabilité pour le réseau électrique intégré de l'Alberta. Fin 2006, la capacité de production d'énergie éolienne de l'Alberta s'établissait à 384 MW.

6.3 Production d'électricité

Fin 2006, la puissance installée canadienne s'élevait à 122 898 MW, ce qui représente une augmentation de 54 MW par rapport à 2005. La production canadienne d'électricité a légèrement diminué en 2006, pour s'établir à 589 TWh, contre 597 TWh l'année précédente (tableau 6.1). La production hydroélectrique a également fléchi, passant de 358 TWh en 2005 à 353 TWh en 2006. Ce recul s'est produit malgré une saison pluviale satisfaisante pour les provinces productrices d'hydroélectricité. La production des centrales thermiques a diminué légèrement, passant de 152 TWh en 2005 à 141 TWh en 2006, ce qui peut s'expliquer en partie par la température plus douce observée dans l'ensemble du pays sur l'année. La capacité de production a augmenté avec le redémarrage de l'unité 1 de la centrale Pickering A d'Ontario Power Generation, d'une capacité d'environ 500 MW, en novembre 2005, qui a contribué à faire passer la production d'énergie nucléaire de 87 TWh en 2005 à 94 TWh en 2006. La production hydroélectrique, la production thermique et la production nucléaire ont représenté respectivement 60 %, 24 % et 16 % de la production canadienne.

Une stratégie destinée à accroître la capacité a continué d'inclure la diversification de la production, ce qui a été obtenu dans une grande mesure par la demande de projets de production faisant appel à de nouvelles technologies. Cette stratégie a été soutenue par la tendance haussière à long terme du coût des combustibles pour les centrales thermiques. Un avantage du recours à de nouvelles technologies (comme l'énergie éolienne) comme moyen d'accroître la capacité de production tient au fait que le délai de construction des ouvrages est souvent plus court.

Au lendemain de la deuxième étape d'une demande de propositions lancée en mai 2005 pour une capacité de 45 MW dans le cadre de son programme Environmentally Preferred Power (EPP), SaskPower a opté pour un parc éolien (25 MW) et trois unités de récupération de chaleur rattachées à

des stations de compression de gazoducs (5,1 MW chacune). Le programme EPP vise à répondre aux besoins de nouvelles charges d'ici 2010 au moyen de petits ouvrages de production qui n'émettront pas de nouveaux gaz à effet de serre et contribueront à préserver l'environnement.

L'appel d'offres pour la fourniture de 285 MW d'ici 2010 lancé en décembre 2005 par la Colombie-Britannique a suscité une forte proportion de projets faisant appel aux énergies renouvelables. Cherchant à réduire sa dépendance vis-à-vis des importations, BC Hydro a retenu 38 projets représentant un apport de 1 439 MW pour le réseau, qui ont été autorisés par la British Columbia Utilities Commission. Ces projets se répartissent comme suit : hydroélectricité 29, énergie éolienne 3, biomasse 2, récupération de chaleur 2 et charbon/biomasse 2. Tous les nouveaux ouvrages seront en service d'ici 2010.

L'énergie éolienne s'est développée à la grandeur du pays, pour devenir un élément de plus en plus important du réseau de production de plusieurs provinces. La capacité a plus que doublé en 2006, pour atteindre 1 460 MW, contre à peine plus de 680 MW l'année précédente. C'est l'Ontario qui a connu la plus forte augmentation en 2006, avec des projets de production d'énergie éolienne représentant près de 400 MW, qui ont porté sa capacité à 413 MW à la fin de l'année. Plusieurs provinces continuent d'aller de l'avant avec de nouveaux projets. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Canada occupait, à la fin 2006, le 12e rang mondial pour la capacité de production d'énergie éolienne.

Le développement rapide de l'énergie électrique produite à partir de gaz naturel s'est poursuivi avec de nouveaux ouvrages. Par exemple, l'Office de l'électricité de l'Ontario a attribué à TransCanada Corporation un contrat concernant la construction d'une centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel. Ce contrat s'ajoute aux contrats du Portlands Energy Centre (550 MW) et de la Goreway Station (880 MW) attribués plus tôt cette année.

Les grands projets hydroélectriques ont refait surface en 2006. Le 14 juin 2006, Hydro-Manitoba et la nation crie Nisichawayasihk ont signé un accord relatif à la construction de la centrale hydroélectrique de Wuskwatim, d'une capacité de 200 MW. Cet ouvrage, dont le coût estimatif est évalué à 1,2 milliard de dollars, devrait être terminé en 2012. Hydro-Manitoba est également allée de l'avant avec le projet de la centrale de Conawapa, d'une capacité de 1 250 MW, dans le nord du Manitoba. Si le projet se concrétise, cette centrale, dont le coût est évalué à 5 milliards de dollars, deviendra la plus importante de la province. De plus, au Québec le projet hydroélectrique Eastmain 1-A, d'une capacité de 890 MW, a reçu les autorisations provinciale et fédérale en novembre et en décembre respectivement.

Au Labrador, le gouvernement a fait savoir qu'il prendra les devants dans la réalisation du projet d'aménagement hydroélectrique du cours inférieur du Churchill. S'il va de l'avant, l'aménagement

TABLEAU 6.1

Production d'électricité (térawattheures)[a)]

	2002	2003	2004	2005	2006[a)]
Hydroélectrique	345,9	332,9	335,1	358,4	353,1
Nucléaire	71,3	70,7	85,3	86,8	94,3
Thermique	161,6	160,7	150,9	151,8	141,1
Total	**578,8**	**564,3**	**571,3**	**597,0**	**588,5**

a) Source : *Guide statistique de l'énergie*, Statistique Canada. Tableau 8.2 - Production des services d'électricité au Canada, et Tableau 8.3 - Production industrielle d'électricité au Canada

b) Estimations

sera construit et exploité par Newfoundland & Labrador Hydro. La date la plus rapprochée de mise en service serait 2015. La décision définitive de réaliser ou non le projet devrait être prise en 2009.

6.4 Demande d'électricité

La demande d'électricité a été comblée de façon satisfaisante dans l'ensemble du pays en 2006 à la faveur de températures généralement douces, particulièrement pendant la période de chauffage hivernale. Toutefois, au cours de l'été, certains réseaux de transport ont été mis à l'épreuve.

L'Ontario est la seule province où le point culminant de la demande se situe en été. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité a connu deux épisodes de pointe extrêmes qui ont mis à l'épreuve son réseau. Le 1er août 2006, la province a connu une forte demande record, d'environ 27 000 MW par rapport à une capacité d'environ 31 000 MW, et le 3 septembre 2006 elle a connu une faible demande record (période hors pointe), d'environ 12 000 MW. La baisse de la demande s'est traduite par un prix négatif de -3,10 $/MWh. Ce prix négatif s'explique par le fait que les fournisseurs étaient prêts à payer pour faire marcher leurs ouvrages de production de façon à respecter leur obligation de production minimum.

Même si un réseau peut présenter un équilibre global en matière d'offre et de demande, il peut connaître momentanément des situations tendues. Une telle situation s'est produite en Alberta le 24 juillet, quand plusieurs événements sont survenus pendant une même période critique, mettant à l'épreuve le réseau de production de la province : trois unités alimentées au charbon ont été mises hors service à des fins d'entretien périodique, deux unités ont basculé hors service, la demande d'électricité a grimpé sous l'effet du temps chaud, puis un orage électrique est venu ralentir l'utilisation de l'interconnexion Alberta–Colombie-Britannique. Il s'en est suivi une série de pannes tournantes. On a pallié la situation au moyen d'une coordination avec d'autres régions et d'une réduction volontaire de la demande dans la province.

6.5 Exportations et importations d'électricité

Par rapport à 2005, une bonne année pour l'apport pluvial à des fins de production hydroélectrique, les exportations nettes ont chuté de 26 % en 2006, pour s'établir à 17,4 TWh, en raison d'une augmentation des importations. Les exportations nettes sont ressorties en hausse de 4 % par rapport à un chiffre moyen sur cinq ans de 16,7 TWh.

Les exportations ont diminué de 4 %, pour s'établir à 41,2 TWh, mais dépassaient de 14 % la moyenne de 36,1 TWh sur cinq ans. Les importations ont chuté de 23 % en 2006, pour s'établir à 23,8 TWh. En outre, les recettes d'exportation ont diminué de 21 %, passant de 3,15 milliards de dollars en 2005 à 2,50 milliards en 2006. Les importations d'électricité se sont chiffrées à 1,18 milliard de dollars en 2006, contre 1,27 milliard en 2005, ce qui représente une baisse de 8 %. Le recul des exportations peut s'expliquer par le temps plus doux qu'ont connu les régions d'exportation tout au long de 2006, tandis que la diminution du prix de l'énergie a contribué à l'augmentation des importations.

L'énergie hydroélectrique est la plus importante source de production d'électricité au Canada. Par conséquent, une bonne année au chapitre des exportations dépend dans une grande mesure des quatre principales provinces productrices d'hydroélectricité que sont la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et le Québec. Ces provinces sont celles qui ont exporté les plus grandes quantités d'électricité en 2006 : leurs exportations ont représenté respectivement 13 %, 30 %, 22 % et 28 % des exportations canadiennes. Les provinces productrices d'hydroélectricité achètent et vendent

activement de l'électricité pour tirer profit des variations de prix liées aux périodes de pointe et aux périodes creuses aux États-Unis, en important de l'électricité de façon à pouvoir stocker de l'eau dans leurs réservoirs pour l'utiliser ultérieurement à l'occasion de situations favorables. Les provinces ayant importé les plus grandes quantités d'électricité ont été la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec, dont les importations ont représenté respectivement 51 %, 27 % et 11 % des importations canadiennes.

6.6 Perspectives

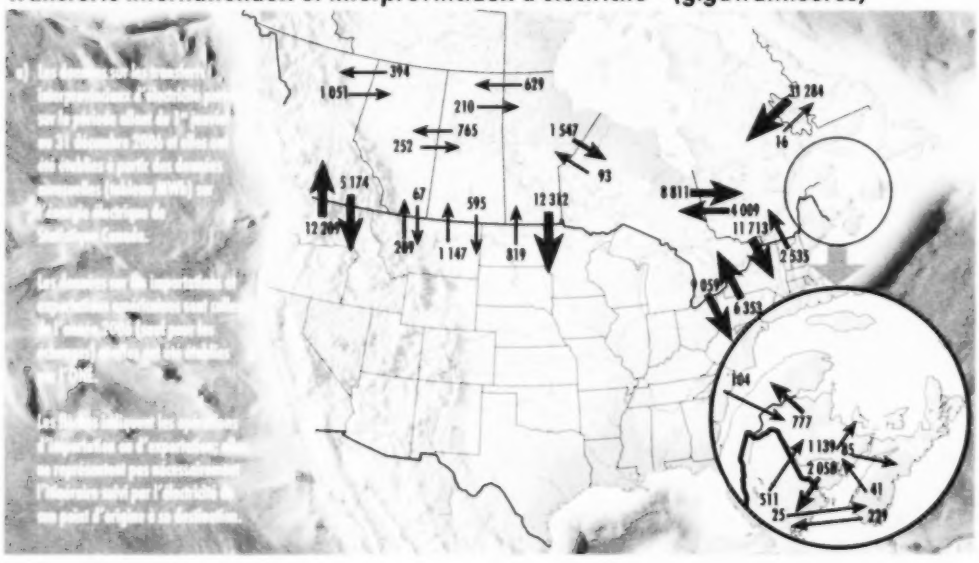
Les administrations vont continuer à mettre en œuvre des mesures visant à assurer un approvisionnement électrique suffisant. Les nouvelles formes d'énergie devraient représenter un pourcentage de plus en plus important des moyens de production, bien qu'il ne s'agisse encore que d'une petite proportion. L'énergie éolienne est la nouvelle forme d'énergie qui devrait progresser le plus. La gestion de la consommation s'améliorera à mesure que les actions mises en œuvre infléchiront la croissance de la demande. Les pouvoirs publics, les responsables de la planification des réseaux et les services publics vont vraisemblablement encourager le développement des nouvelles technologies. Il faudra investir dans l'infrastructure de transport pour assurer l'approvisionnement en électricité et la fiabilité du service. Les administrations vont également poursuivre leurs actions au chapitre de la coopération en vue d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement et du service.

Les tarifs d'électricité vont augmenter à long terme en même temps que la hausse des prix des combustibles et des frais d'exploitation et la construction d'équipements. Les variations de prix à court terme se produiront sous l'effet des conditions météorologiques et des épisodes d'approvisionnement serré.

Les acteurs du secteur de l'électricité vont continuer de chercher à exploiter les possibilités d'exportation aux États-Unis, qui dépendra de l'état des ressources en eau dans les provinces productrices d'hydroélectricité ainsi que de la demande d'électricité à des fins de climatisation et de chauffage respectivement pendant les mois d'été et d'hiver.

FIGURE 6.2

Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité[a] (gigawattheures)



Conclusion

L'importance du secteur de l'énergie dans l'économie canadienne ne cesse de grandir. En 2006, le secteur a fourni 5,9 % du PIB, et ses exportations ont représenté des recettes de 99 milliards de dollars canadiens. Les recettes d'exportation d'énergie, en hausse de 19 % par rapport à 2005, ont représenté 22 % de l'ensemble des recettes d'exportation. Parallèlement à la progression des volumes d'exportations et des recettes qui en découlent, l'intérêt grandit au Canada pour l'efficacité énergétique et les habitudes de consommation.

Les Canadiens amorcent le virage vers une utilisation plus efficace de l'énergie. En 2006, la consommation d'énergie a progressé de seulement 1,1 %, contre 2 % en moyenne sur cinq ans. Pendant la période allant de 2002 à 2006, la demande d'énergie canadienne a crû au rythme moyen de 1,8 % par année, alors que le PIB a crû au rythme moyen de 2,8 % par année. L'intensité énergétique s'est donc améliorée pendant cette période. Cette amélioration s'explique dans une grande mesure par l'évolution de la demande liée aux transports, ce qui donne à penser que les Canadiens réagissent à l'augmentation du prix de l'essence en modifiant leurs habitudes d'utilisation de l'automobile. D'autres facteurs toutefois, par exemple les mesures mises en œuvre par les administrations publiques, le souci grandissant pour les économies d'énergie et l'adoucissement des températures d'hiver, jouent sans doute également un rôle important à cet égard.

L'importance croissante de la production pétrolière dans l'économie canadienne est illustrée par la progression des recettes d'exportation de pétrole, qui ont atteint 39,3 milliards de dollars canadiens, un chiffre supérieur aux recettes d'exportation de gaz naturel pour la première fois depuis nombre d'années. L'investissement dans l'exploitation des sables bitumineux contribue à la croissance vigoureuse de l'économie en Alberta, avec ce que cela représente de possibles retombées pour les autres provinces. L'exploitation des sables bitumineux devrait continuer de croître à un rythme rapide, ce qui soutiendra durablement les recettes d'exportation de pétrole, mais exigera par ailleurs d'élargir les marchés et d'accroître la capacité des pipelines au Canada et aux États-Unis.

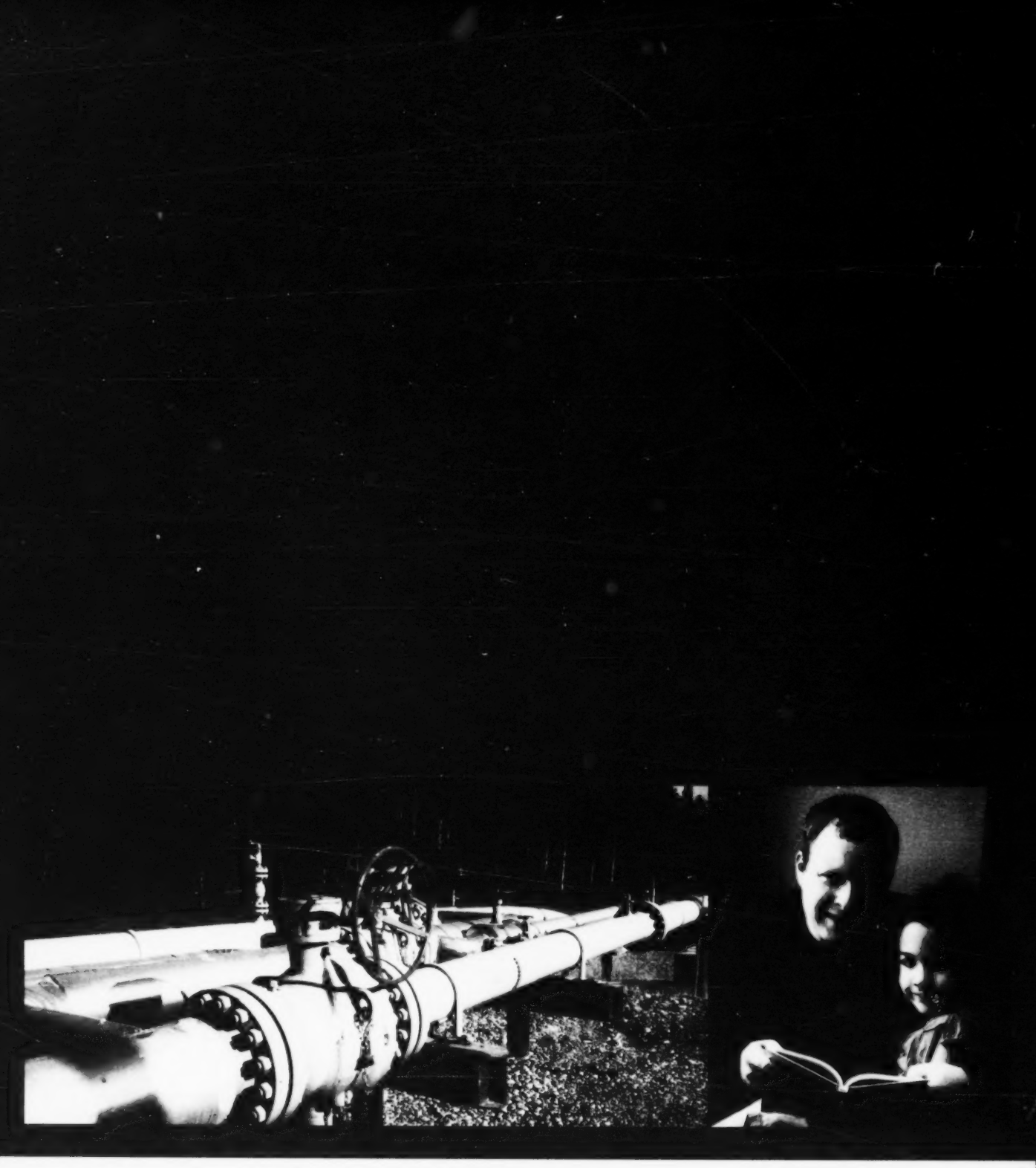
La température influe énormément sur le prix du gaz naturel et sur la consommation de gaz naturel en Amérique du Nord. La clémence inhabituelle des températures hivernales s'est traduite par une diminution des volumes d'exportations et des recettes d'exportation en 2006. Les prix généralement en retrait du gaz naturel ces 18 derniers mois expliquent dans une bonne mesure le ralentissement général des travaux de forage d'exploration gazière observable depuis le milieu de 2006 environ. Jusqu'à maintenant, le ralentissement des forages n'a eu que peu d'incidence sur la production gazière, mais dans l'avenir une activité réduite se répercutera vraisemblablement à la baisse sur le volume de la production du BSOC.

Tout compte fait, la production canadienne de gaz naturel devrait augmenter dans l'avenir prévisible, en partie à la faveur de la demande croissante liée à l'exploitation des sables bitumineux en Alberta et du remplacement des centrales alimentées au charbon en Ontario. Cette croissance devrait s'opérer sur fond de consommation de gaz naturel stable ou en baisse au Canada. Dans ce contexte, des projets

sont mis de l'avant en vue d'amener du GNL au Canada à des fins de consommation intérieure et d'exportation vers le marché américain.

Diverses instances du secteur canadien de l'électricité ont adopté en 2006 des mesures destinées à assurer un approvisionnement suffisant. Dans l'avenir, les questions de suffisance de l'approvisionnement et de fiabilité du service d'électricité vont rester au premier plan des préoccupations. Les principales formes d'énergie, telles l'énergie produite à partir de combustibles fossiles, l'énergie nucléaire et l'énergie hydroélectrique, seront davantage épaulées par les nouvelles formes d'énergie (éolien, biomasse et petites centrales hydroélectriques) ainsi que par l'investissement dans l'infrastructure de transport et la gestion de la consommation.

GLOSSAIRE

Appareil de forage avec tube d'intervention enroulé	Appareil de forage spécialisé qui utilise un tube long et continu doté d'un moteur de fond qui fait tourner le trépan lors du forage d'un puits. Le tube continu arrive enroulé autour d'une bobine et se redresse en pénétrant dans le puits et s'enroule à nouveau autour de la bobine lorsqu'on le retire. Cet appareil diffère de l'appareil de forage traditionnel, qui utilise un tube articulé et dont le trépan est souvent propulsé du plancher de l'appareil ou du haut de la tige de forage. Le forage avec tube d'intervention enroulé est plus rapide que le forage avec tube articulé du fait qu'on n'a pas à raccorder la tuyauterie lorsqu'on retire et réinsère la tige de forage dans le puits. Plus petit, l'appareil de forage avec tube d'intervention enroulé nécessite moins de superficie de travail et se déménage plus facilement d'un lieu à un autre.
Bitume ou bitume naturel	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable à une échelle commerciale à partir d'un puits parce que trop visqueux pour s'écouler.
Carrefour	Lieu géographique où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient un produit et où le produit peut être physiquement réceptionné et livré.
Diluant	Hydrocarbures légers, habituellement des pentanes plus, mélangés au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Gaz classique	Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement, exception faite du MH.
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes de l'utilisation finale.
Gaz dans les canalisations	Quantité réelle de gaz dans un pipeline ou un réseau de distribution.

Liquides de gaz naturel	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
Méthane de houille	Forme de gaz naturel extraite des gisements houillers. Souvent désigné MH, le méthane de houille se distingue du gisement de grès typique ou d'un autre gaz classique du fait qu'il est emmagasiné dans le charbon sous l'action d'un processus appelé adsorption.
Pentanes plus	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir (gisement), d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée.
Récupération in situ	Processus de récupération du bitume brut des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.
Réserves établies	Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.
Réserves établies initiales	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves prouvées	Réserves récupérables au moyen de techniques courantes, en fonction des conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.
Réserves restantes	Différence entre les réserves initiales et la production cumulative, à un moment donné.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.